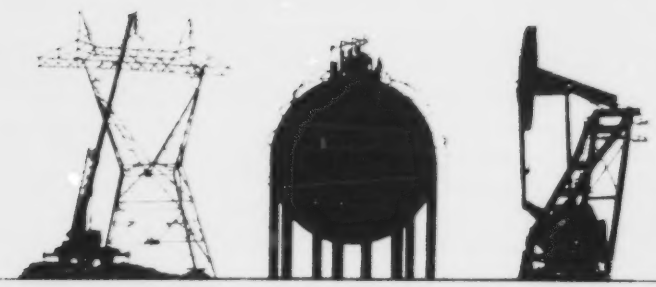
Office national de l'énergie

L'ÉNERGIE AU CANADA

Offre et demande 1990-2010

RÉSUME



Juin 1991

L'énergie au Canada
Offre et demande 1990-2010

RÉSUMÉ

Office national de l'énergie
Juin, 1991

92-02410/

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1991

No. du Cat. NE 23-15/1991-1F
ISBN 0-662-96954-5

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

This report is published separately
in both official languages.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
Edifice Cadillac Fairview
311-6ième av (S-O)
Calgary (Alberta)
Canada
T2P 3H2
(403) 292-4800

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
Cadillac Fairview Building
311-6th Ave. S.W.
Calgary, Alberta
Canada
T2P 3H2
(403) 292-4800

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table de matières

Avant-propos ..... (i)
Introduction 1
La croissance économique canadienne 2
La tarification de l'énergie 4
La demande d'énergie 6
L'offre d'énergie et le commerce international 8
- Électricité 8
- Gaz naturel 10
- Pétrole 13
- Liquides de gaz naturel 16
- Charbon 17

Les émissions de gaz 18

De nombreuses unités différentes servent à mesurer l'offre et la demande d'énergie. À des fins de comparaison, nous les convertissons en multiples du joule, en particulier en gigajoule (un milliard de joules), pétajoule (un million de gigajoules) et exajoule (un millier de pétajoules). Un plein d'essence de 30 litres contient environ un gigajoule d'énergie; une ville comme Toronto ou Montréal consomme un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins environ toutes les 17 heures. Un tableau des principaux facteurs de conversion, des termes et des abréviations se trouve à la page 20 du présent document.

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (ONE ou «l'Office») a été créé par une loi du Parlement en 1959. Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), les pouvoirs de réglementation de l'Office comprennent l'autorisation des exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité et de la construction de pipelines internationaux et interprovinciaux et de lignes internationales de transport d'électricité ainsi que l'établissement de droits justes et raisonnables applicables aux pipelines relevant de la compétence fédérale. La Loi exige aussi que l'Office passe en revue les perspectives de l'offre canadienne en ce qui concerne tous les produits énergétiques importants, notamment le pétrole et le gaz naturel ainsi que leurs sous-produits et l'électricité, de même que les perspectives de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions concernant les approvisionnements et les besoins en matière d'énergie, et a, de temps à autre, publié des rapports sur ces prévisions après avoir obtenu les points de vue des intéressés. Lorsqu'il a décidé, en juillet 1987, d'adopter une procédure axée sur le marché aux fins de la réglementation des exportations de gaz, l'Office a manifesté l'intention de continuer à produire et publier les rapports sur l'offre et la demande d'énergie au Canada dans le cadre du suivi de l'application de cette procédure. Le plus récent de ces rapports a été publié à l'automne de 1988.

Depuis septembre 1988, l'on a assisté à une certaine évolution des marchés énergétiques et des politiques gouvernementales au Canada et aux États-Unis, notre principal client à l'exportation. De plus, les préoccupations de nature environnementale, qui se rapportent en grande partie à la production et à la consommation d'énergie, ont pris de plus en plus d'importance au Canada et dans le monde entier.

En mai 1990, l'Office a annoncé que son personnel ferait une mise à jour du rapport de 1988.

Pour l'exécution de son analyse, le personnel de l'Office a fait appel à un processus de consultation officieux qui s'est avéré une manière efficace de connaître les vues des intéressés au sujet de ses prévisions de l'offre et de la demande. Le personnel de l'ONE peut ainsi obtenir l'avis des intéressés à frais raisonnables pour ces derniers et pour l'Office lui-même.

Bien que l'Office n'ait pas sollicité de mémoires, toute personne désireuse de présenter ses points de vue pouvait le faire à son gré. Le personnel de l'Office a préparé deux dossiers d'information et les a publiés afin d'obtenir la réaction du public. Le premier, publié en mai, donnait une description préliminaire des hypothèses utilisées et le deuxième, paru à l'automne, donnait les projections préliminaires. Les observations ainsi reçues ont été mises à la disposition du public à la bibliothèque de l'ONE à Ottawa et à son bureau de Calgary.

Il y a eu deux séries de consultations, la première au sujet de la méthodologie et des hypothèses portant, par exemple, sur le cours mondial du pétrole, les prix et le commerce du gaz et de l'électricité et la croissance économique et les questions environnementales, alors que la deuxième portait sur les projections préliminaires comme telles. Ont été consultés les gouvernements des provinces, l'industrie et d'autres intéressés au Canada et aux États-Unis.

À la lumière des consultations tenues et des observations écrites reçues, le personnel de l'Office a formulé les projections révisées que contient le présent rapport, les hypothèses et l'analyse qui ont conduit à ces projections y figurent également. Nous tenons à remercier tous ceux et celles qui ont mis leur temps et leurs compétences à la disposition de cette entreprise. Leur contribution a été fort utile.

L'Office met ces rapports sur l'offre et la demande d'énergie au Canada à la disposition du public à des fins d'information. Plusieurs se sont inquiétés de ce que l'Office s'en inspire pour son activité de réglementation et s'interrogent sur leur valeur comme énoncé officiel des vues de l'Office. Il incombe par conséquent à l'Office de clarifier son avis à ce sujet.

L'Office reconnaît que les intéressés n'ont pas eu l'occasion d'examiner ou d'éprouver les constatations et conclusions du rapport dans le cadre d'une tribune publique. L'information provenant des intéressés pourrait servir d'élément de preuve lors d'une instance quelconque de réglementation, si une partie intéressée juge nécessaire de s'y référer, tout comme elle pourrait s'appuyer sur n'importe quel autre document public. Le cas échéant, l'intéressé se trouve à adopter cette information. De ce point de vue, rien ne change dans la façon dont l'Office utilise le rapport.

Ce résumé accompagne le rapport détaillé qui fournit une information *approfondie* sur les hypothèses, la méthodologie et les résultats de l'analyse de l'offre et de la demande d'énergie au Canada, et des émissions consécutives de certains gaz. Des exemplaires de ce résumé ou du rapport détaillé peuvent être obtenus en communicant avec l'Office au 311-6^{ième} av (S-O), Calgary (Alberta), T2P 3H2, (403) 292-4800.

Introduction

Depuis la parution de notre précédent rapport *Offre et Demande de l'énergie au Canada 1987-2005* (le rapport du mois de septembre 1988), les prix mondiaux du pétrole se sont négociés entre 16 $ et 20 $ (en dollars américains de 1990), à l'exception de l'instabilité provoquée par la guerre du golfe; le commerce du gaz naturel nord américain s'est accru; il y a eu quelques inquiétudes quant au maintien à long terme et aux sources de l'offre de l'électricité aux Etats-Unis; et, l'inquiétude générale quant à la protection de l'environnement a augmenté.

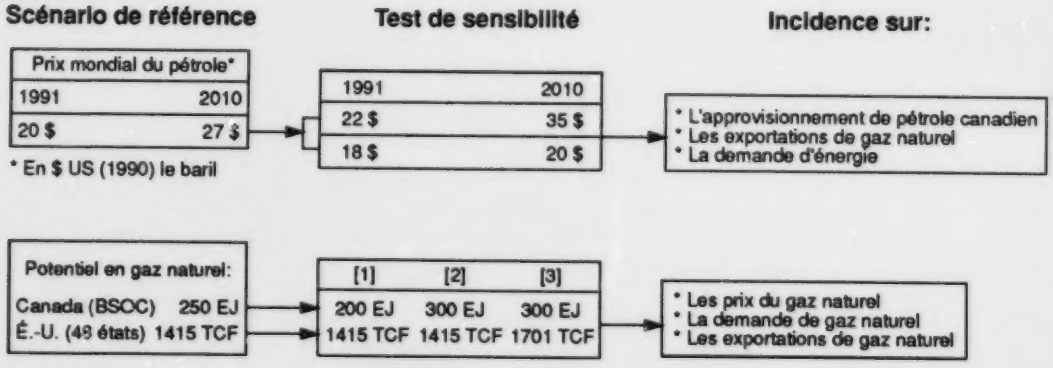
Dans ses grandes lignes, notre démarche est ici quelque peu différente de celle retenue pour le rapport du mois de septembre 1988. Dans le précédent rapport, nous avions étudié deux progressions viables des prix mondiaux du pétrole, l'une associée à un prix plus élevé, l'autre associée à un prix moins élevé. Dans le présent rapport, nous avons examiné une progression unique de l'offre et de la demande d'énergie au Canada ne tenant compte que d'une seule évolution du prix mondial du pétrole et de la croissance économique. Nous avons alors étudié la sensibilité de ce scénario de référence aux incertitudes affectant divers éléments ayant une grande influence sur les projections établies. Nous ne voyons pas le scénario de référence comme étant le plus plausible, mais plutôt comme un point de départ pour les études de sensibilité. Ces études de sensibilité comprennent l'examen de l'impact d'un prix mondial du pétrole plus élevé ou moins élevé, des ressources canadiennes de gaz naturel, et des ressouces nord-américaines de gaz naturel.

Les autres additions au présent rapport comprennent :

- une étude plus approfondie du marché du gaz naturel en Amérique du Nord; et
- l'introduction pour la première fois dans ces rapports d'évaluations des émissions de gaz liées à la production et à l'usage de l'énergie, incluant les gaz se rapportant aux phénomènes de l'effet de serre, des pluies acides et de l'ozone troposphérique.

L'avenir énergétique du Canada sera déterminé par une combinaison de facteurs qui, au pays et à l'échelle internationale, influent sur le rythme et les caractéristiques de la croissance économique, sur les prix de l'énergie et sur les méthodes de production et de consommation de l'énergie. Nous avons inscrit notre analyse dans un cadre de pratiques institutionnelles et de politiques gouvernementales dont il ressort principalement que les prix des ressources énergétiques ainsi que l'offre et la demande d'énergie seront régis en grande partie par les forces du marché. Nous avons supposé que ce cadre serait stable pendant la période d'étude.

Figure 1
Étendue de l'analyse



La croissance économique canadienne

Dans le scénario de référence, nous supposons que le taux annuel de croissance économique sera d'environ 2,3 % à long terme. Si le bilan économique s'avère plus positif ou plus négatif, nos projections de la demande énergétique varieront en conséquence comme nous le soulignons ci-après.

Comme l'énergie est un élément de la production de biens ou de services, il appert, toutes choses égales d'ailleurs, que plus le taux de croissance économique est élevé plus la demande d'énergie au Canada sera élevée. La structure de l'activité économique a cependant elle aussi une influence significative sur le niveau et la part des différents combustibles dans la demande d'énergie au Canada. Par exemple, certaines industries reposent sur des procédés de production mobilisant beaucoup plus d'énergie que n'en demandent les procédés d'autres industries. Dans notre scénario de référence, la croissance réside davantage dans le secteur de la production de biens que dans celui des services; dans cette perspective, le Canada continue à se fier largement sur ses ressources et son secteur manufacturier comme sources de croissance. Un tel schéma de croissance privilégie les industies qui au Canada ont toujours eu un avantage sur les marchés internationaux. Cela est conséquent avec les initiatives de l'Accord de libre échange et de la taxe sur les biens et services, ces deux initiatives étant reconnues pour favoriser la production de biens par rapport aux services. Toutefois, la part des industries grandes consommatrices d'énergie dans la croissance économique devrait décroître : de 10,5 % en 1989 cette part devrait être moins de 10 % en 2010.

Tableau 1

Activité économique canadienne

taux annuels moyens de croissance (%)

	1989 - 2010
produit intérieur brut réel	2,3
revenu personel réel disponible	1,9
ménages	1,4
parc automobile	1,5

Tableau 2

Production par secteur

taux annuels moyens de croissance (%)

	1989-95	1995-00	2000-05	2005-10	1989-10
secteur industriel	2,5	2,5	2,7	2,9	2,6
foresterie	1,5	0,9	0,8	1,0	1,1
mines	2,3	1,3	1,7	0,5	1,5
industrie manufacturière	2,8	2,7	2,9	3,5	3,0
construction	2,0	2,8	2,7	2,8	2,5
industries à forte consommation d'énergie [a	2,4	1,7	1,8	1,3	1,8
secteur commercial	1,9	2,1	2,1	2,0	2,0
produit intérieur brut total	**2,2**	**2,2**	**2,3**	**2,3**	**2,2**

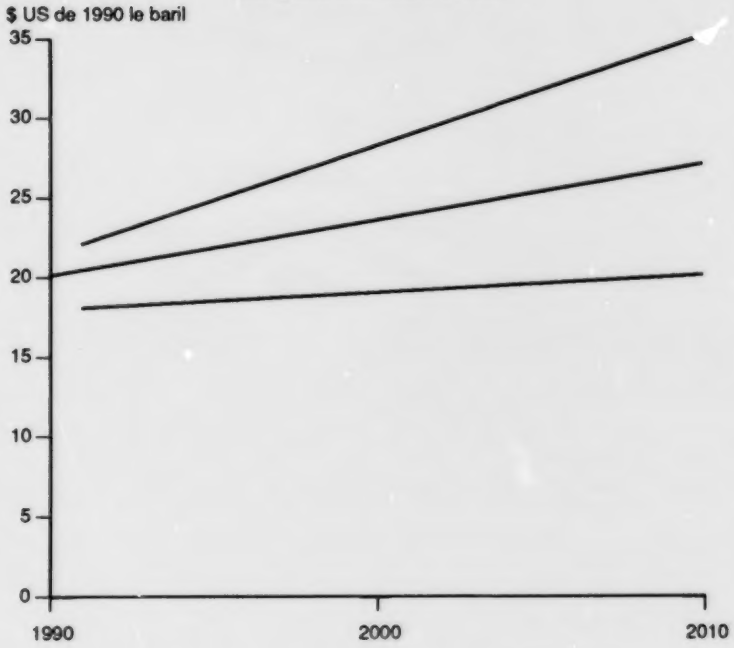
Nota: Produit intérieur brut réel, selon coût des facteurs (dollars de 1981).

[a] Mines, fonte et affinage, fer et acier, pâtes et papiers, produits chimiques, ciment et raffinage du pétrole.

La tarification de l'énergie

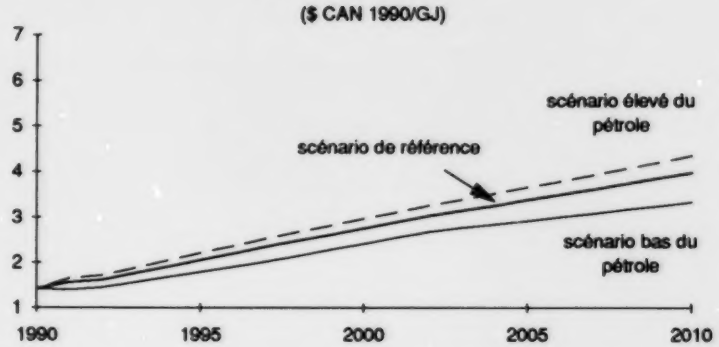
Toute perspective de l'offre et de la demande repose sur la **tarification de l'énergie**, laquelle est généralement fondée en grande partie sur les prix du pétrole. Nous avançons une échelle de prix viables du pétrole à long terme même si nous reconnaissons que les prix peuvent sortir temporairement des limites de cette échelle. Nous avons retenu une *échelle de prix* viables de 18 $ à 22 $ le baril pour 1991 et de 20 $ à 35 $ pour 2010 (dollars américains de 1990 dans les deux cas). Cette échelle reflète les incertitudes politiques et économiques inhérentes aux projections à long terme des prix du pétrole. Pour les fins de l'analyse, nous avons présenté un scénario de référence se situant à peu près à mi-chemin, le prix du pétrole passant de 20 $ en 1991 à 27 $ en 2010.

Figure 2
Projections de prix mondiaux du pétrole de l'ONE



Les **prix du gaz naturel** sont établis sur le marché nord-américain, et notre projection de l'évolution des prix est fondée sur des hypothèses quant à la taille et aux coûts des ressources en gaz naturel et quant à la croissance de la demande. Une fourchette plausible de prix se dégage de nos divers scénarios, mais nous prévoyons une hausse réelle considérable des prix pendant la période d'étude. Dans notre scénario de référence, le prix au gisement après traitement du gaz naturel albertain passe de 1,40 $ le gigajoule en 1992 à 4,20 $ en 2012, tandis que nos scénarios de sensibilité prévoient que ce prix sera entre 3,50 $ et 4,65 $ en 2012 (en dollars canadiens de 1990 dans les deux cas).

Figure 3
Prévisions du prix du gaz naturel après traitement



Nous avons essayé d'inclure dans notre analyse une certaine mesure de l'évolution technologique, mais d'aucuns laisseront entendre que nous n'avons pas tenu suffisamment compte de la mesure dans laquelle les innovations technologiques peuvent atténuer les hausses de coûts et, de ce fait, les hausses de prix à long terme. Par ailleurs, nous prévoyons que l'offre excédentaire constante de l'Ouest canadien continuera d'exercer un effet à la baisse sur les prix du gaz naturel à court terme, et ce peut-être plus que nous l'avons prévu. Cependant, notre projection à long terme des prix mondiaux du pétrole brut et des prix du gaz naturel nord-américain se situe généralement à l'extrémité inférieure de la fourchette des projections publiées.

Les **prix de l'électricité** ne sont pas régis par le marché; ils sont largement réglementés et fondés sur le coût du service. À court terme, notre projection des prix repose sur les plans annoncés par les services publics et, à la lumière de nos consultations auprès de ces derniers, nous pouvons raisonnablement supposer que l'offre additionnelle à long terme peut être produite de façon générale à un coût de péréquation qui demeurera stable en termes réels.

Tableau 3

Croissance annuelle moyenne des prix de l'électricité en dollars courants

(pourcentage)

	1990-1993			1993-2010
	résidentiel	commercial	industriel	tous les secteurs
Atlantique	7,0	6,9	7,1	4,6
Québec	8,1	11,9	8,5	4,6
Ontario	10,2	12,9	11,8	4,9
Manitoba	6,8	5,9	6,0	3,6
Saskatchewan	5,1	4,9	4,9	4,6
Alberta	9,0	8,5	8,5	4,6
Colombie-Britannique	3,7	3,2	3,2	4,6

La demande d'énergie

Nous prévoyons que la croissance de la demande énergétique sera faible au Canada et que la demande pour utilisation ultime passera de 7 600 pétajoules en 1989 à 9 800 pétajoules en 2010 dans le scénario de référence, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 1,2 %. Ces projections sont fondées sur une croissance économique modeste, sur des améliorations constantes du rendement énergétique associées à l'évolution technologique, sur des mesures de protection de l'environnement jugées viables compte tenu de notre prévision des prix ainsi que sur les programmes de gestion de la demande.

Nous reconnaissons que la croissance de la demande pourrait être plus forte si, par exemple, le taux de croissance économique était supérieur ou si les gains de rendement étaient inférieurs à ceux prévus dans notre analyse. La croissance de la demande énergétique pourrait également être plus faible que celle indiquée dans notre scénario de référence si, par exemple, des mesures de protection environnementale plus dynamiques étaient prises ou si le rythme de la croissance économique était plus lent que nous ne l'avons supposé, et notamment si cette croissance était davantage attribuable aux secteurs d'activité réclamant moins d'énergie. Il se pourrait que d'ici 2010, la demande réelle soit inférieure de 10 % ou supérieure de 15 % à notre projection.

La part de chaque combustible dans la demande d'énergie pour utilisation ultime devrait changer très peu pendant la période des projections. Bien que la part du gaz augmente légèrement jusqu'en 2000, les parts de l'électricité (22 %) et du charbon (6 %) sont de 2 % environ supérieures en 2010 à ce qu'elles étaient en 1990, quant aux parts du pétrole (37 %) et du gaz (25 %) elles sont inférieures en 2010 à ce qu'elles étaient en 1990.

Figure 4

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Canada

(pétajoules)

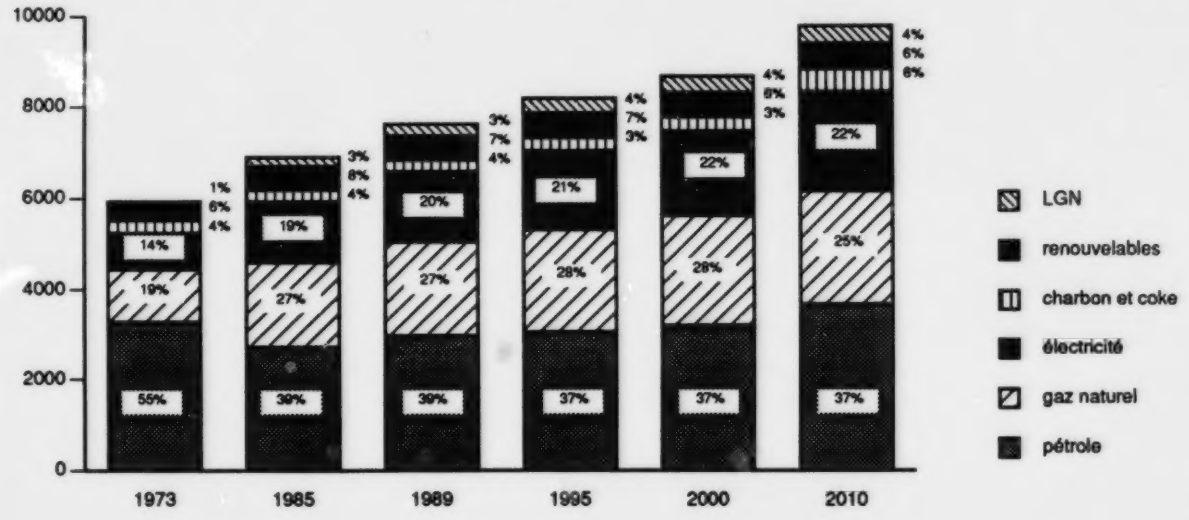


Figure 5

Demande énergétique pour utilisation finale
Écart possible des prévisions

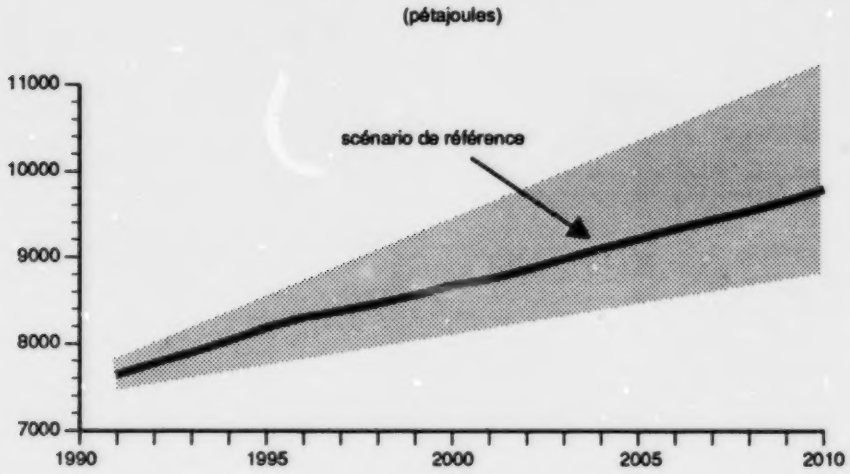
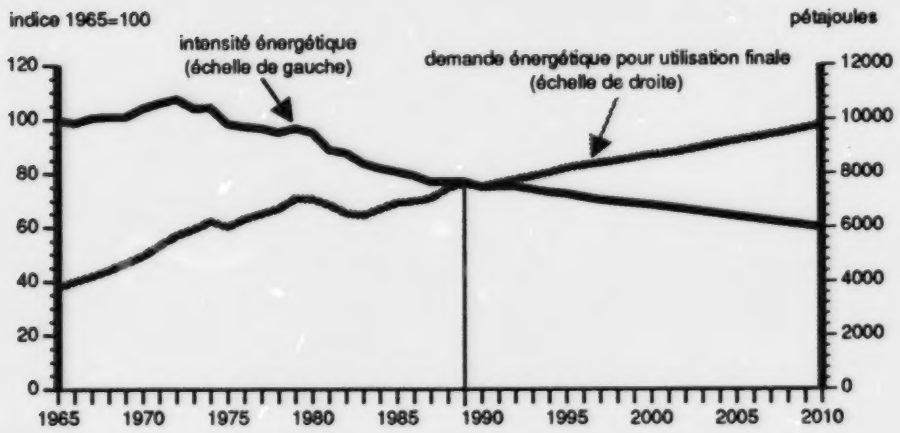


Figure 6

Demande énergétique pour utilisation finale
par unité de PIB réel



Nota: La demande énergétique pour utilisation finale est exprimée en pétajoules. L'intensité énergétique est un indice, dont l'année de base est 1965, de la demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB en dollars de 1981.

L'offre d'énergie et le commerce international

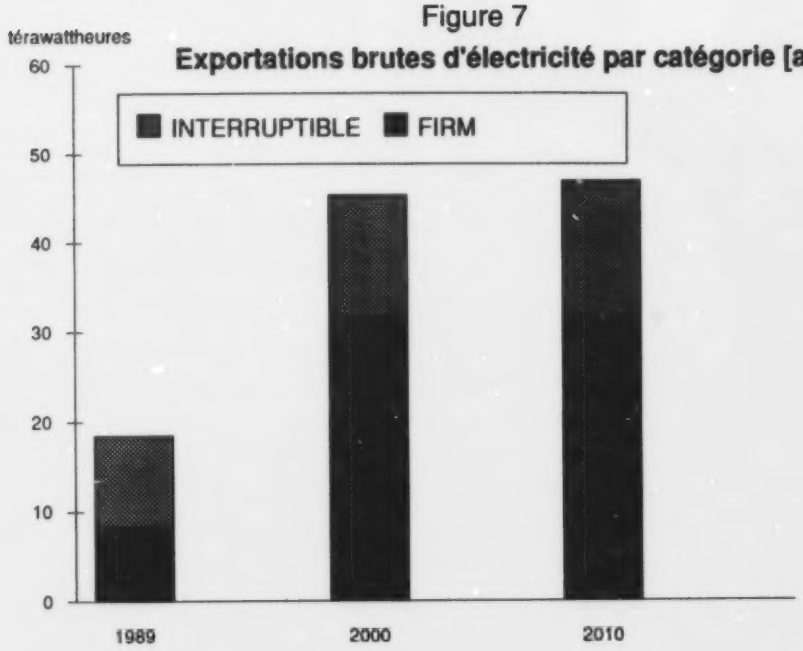
Nos projections de prix, nos profils de la demande et nos hypothèses au sujet des réserves disponibles et du coût des ressources ont des répercussions intéressantes sur l'offre d'énergie et le commerce international.

Nos projections de l'accroissement de la capacité de production d'**électricité** reposent sur notre analyse des perspectives de croissance de la demande, lesquelles dépendent du rythme et des caractéristiques de la croissance économique, des prix de l'électricité et de l'adoption de nouvelles technologies, ainsi que de l'incidence des programmes de gestion de la demande et des contrats à tarifs d'encourageements. Notre analyse de ces variables nous amène à conclure qu'au cours de la période d'étude, le taux de croissance moyen de la demande d'énergie électrique sera peu élevé, soit 1,5 % par année.

À la lumière des engagements déjà pris et de notre étude des plans des services publics et des marchés américains, nous prévoyons que les exportations garanties d'électricité passeront de 18 térawattheures en 1990 à environ 47 térawattheures en 2010. Au cours des dernières années, les exportations nettes d'électricité du Canada ont chuté en deçà des niveaux atteints au milieu des années 1980 en raison des faibles précipitations au Québec et de la fermeture de centrales nucléaires en Ontario. D'après les résultats de notre analyse, le commerce interruptible à court terme se comparera à celui du milieu des années 1980 car la croissance de la capacité de production et le retour à des niveaux de précipitations plus

Figure 7

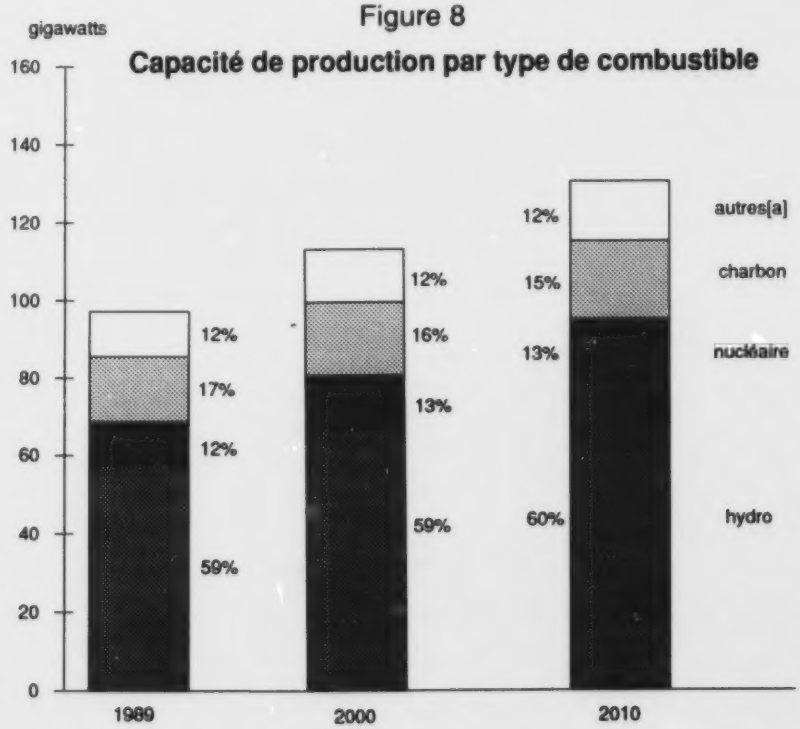
Exportations brutes d'électricité par catégorie [a]



[a] Ne comprend pas les échanges.

Figure 8

Capacité de production par type de combustible



Nota: [a] Inclus principalement le pétrole et gaz naturel.

normaux entraîneront une baisse des importations interruptibles du Canada et une hausse des exportations interruptibles. À long terme, il est probable que les exportations se feront de plus en plus sur une base garantie.

Notre analyse nous pousse à conclure que nous devrons compter sur un accroissement appréciable des sources de production classiques telles que les centrales hydro-électriques, les centrales thermiques au charbon et les centrales nucléaires pour répondre à l'essentiel de la demande intérieure d'électricité, et ce malgré les taux de croissance de la charge relativement faibles que nous prévoyons et la croissance des autres sources de production (telles les turbines au gaz naturel), et en dépit des programmes de gestion de la demande. Quelques services publics provinciaux prévoient des taux de croissance de la charge plus élevés et ont élaboré des plans d'accroissement de la production en conséquence.

Les provinces manifestent un intérêt croissant à l'égard du commerce interprovincial d'électricité présentant des avantages mutuels. Cette possibilité d'échanges, jumelée à la contribution potentielle des producteurs indépendants, élargit la gamme des sources d'approvisionnement vers lesquelles les services publics peuvent se tourner.

En ce qui a trait à l'offre, il est plus courant de prévoir la capacité de production nécessaire pour seulement cinq ou six ans à venir vu les grandes incertitudes associées aux projets d'installations comportant de longs délais de mise en route. Les risques sont de deux ordres : premièrement, les producteurs ne réussiront peut-être pas à atteindre le coût différentiel de production le plus bas à long terme et deuxièmement, on ne disposera peut-être pas au moment opportun de la capacité de production additionnelle nécessaire au maintien de marges de réserve suffisantes.

Les plans de production de plusieurs provinces ont fait ou font l'objet d'un processus d'examen environnemental comportant des audiences publiques tenues par des organismes provinciaux. Dans les autres provinces, le processus n'est pas encore au point. Les facteurs environnementaux associés aux nouvelles sources d'électricité (facteurs socio-économiques divers et répercussions matérielles des travaux d'aménagement sur l'environnement) peuvent avoir un impact important non seulement sur le calendrier des projets d'aménagement mais aussi sur l'approbation ou le rejet de ces projets.

Tableau 4

Capacité de production par région

mégawatts

	1989	Augmentation 1989-2010
Atlantique	12659	4871
Québec	28254	13473
Ontario	29327	9799
Prairies	14032	5116
C.-B. et Terr.	12949	2176
Canada	**97221**	**35435**

Dans le cas du **gaz naturel**, nous prévoyons une hausse importante de la demande, notamment sur le marché de production électrique des États-Unis, et ce, jusqu'à l'an 2000 environ. De 2000 à 2010, le taux de croissance de la demande de gaz naturel diminue dans le scénario de référence parce que les prix du gaz excèdent ceux du mazout lourd, d'où le remplacement du gaz par le mazout lourd. Dans le scénario de référence, la demande de gaz naturel canadien passe de 2,6 EJ en 1989 à 3,2 EJ en 2010, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 1 %. Compte tenu des coûts comparatifs de l'offre et des frais de transport du gaz naturel entre le Canada et les États-Unis, et compte tenu également de la croissance du marché américain, les exportations nettes de gaz naturel, qui étaient de 1,4 EJ en 1989, atteindront un sommet de 2,4 EJ en 2007, pour ensuite chuter à environ 2,2 EJ en 2010 en raison de l'épuisement des ressources de l'Ouest canadien et de la concurrence des sources d'approvisionnement des régions pionnières. Dans le scénario de référence, la production dans le delta du Mackenzie débute en 2004 tandis que le gaz de l'Alaska ne desservira les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) que vers la fin de la période d'étude. Les importations ontariennes, qui totalisaient environ 25 pétajoules en 1991, atteindront presque 0,3 EJ en 2010. Nous prévoyons que la production globale canadienne passera de 4,0 EJ en 1989 à 5,6 EJ en 2007, pour ensuite chuter légèrement à 5,4 EJ en 2010.

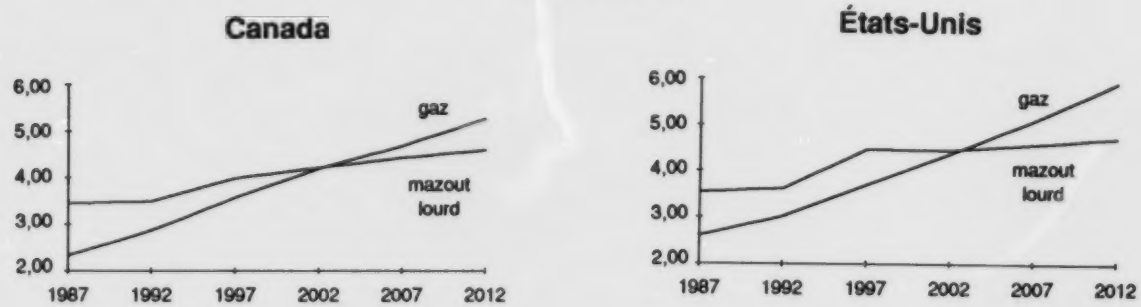
Comme la capacité de production des réserves établies décline au cours de la période projetée, il deviendra de plus en plus nécessaire d'avoir recours à la capacité de production des additions aux réserves dans le bassin sédimentaire de l'ouest canadien, ainsi qu'à la capacité de production des

Figure 9

Scénario de référence

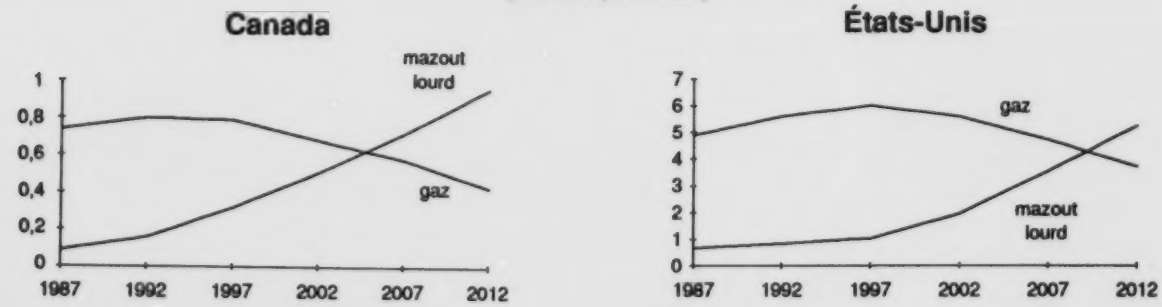
Prix du gaz non captif et du mazout lourd

($ CAN 1990/GJ)



Demande de gaz non captif et de mazout lourd

(billions de pieds cubes)



Nota: Les prix sont au point d'utilisation finale.

régions pionnières, pour répondre aux niveaux toujours plus élevés de la demande intérieure et de l'exportation. Dans le scénario de référence, il est prévu la mise en marché d'un total de 72 exajoules supplémentaires de gaz naturel du bassin sédimentaire de l'ouest canadien, soit une moyenne annuelle de 3,4 exajoules au cours de la période 1990 à 2010.

Ces projections de l'offre, de la demande, du commerce et des prix sont sensibles aux hypothèses avancées au sujet de variables incertaines, notamment les prix du pétrole et les coûts de l'offre et des ressources de gaz naturel. Si les prix du pétrole sont bas, ceux du gaz naturel seront inférieurs à ceux prévus dans le scénario de référence. Par conséquent, dans le scénario de prix bas du pétrole, le gaz naturel perd une partie du marché au profit du pétrole à une date antérieure à celle indiquée dans le scénario de référence, et le volume des exportations canadiennes est plus faible. Si les prix du pétrole montent, les prix du gaz naturel montent également, la consommation de gaz augmente et les exportations canadiennes sont plus élevées que dans le scénario de référence. En ce qui a trait aux projets dans le Nord, les ressources gazières du delta du Mackenzie ne seront exploitées que vers 2010 et celles de l'Alaska après 2010 si les prix du pétrole sont bas, mais si ceux-ci sont élevés, les projets de mise en valeur débuteront vers 2002 dans le premier cas et à une date antérieure à celle du scénario de référence dans le deuxième cas. Les projections relatives aux exportations et à la production globale de gaz naturel canadien varient surtout en fonction de l'hypothèse retenue quant aux réserves disponibles, et aux coûts qui s'y rattachent, du gaz canadien par rapport au gaz américain. Dans les scénarios de sensibilité, nous avons évalué une fourchette d'estimations des ressources récupérables et des coûts associés de l'offre pour les deux pays. En 2012, d'après les résultats de l'analyse, les exportations nettes canadiennes pourraient se situer entre 1,3 EJ et 4 EJ par année environ selon que les prix du gaz du bassin sédimentaire de l'ouest canadien seront bas ou élevés, respectivement. Ce cadre analytique suppose que les marchés s'adapteront aisément à toutes les hypothèses retenues quant aux ressources et aux prix du pétrole. Certes, les prix peuvent fluctuer beaucoup au cours du temps à mesure que les marchés s'adaptent à l'évolution de la conjoncture.

Figure 10

Offre et demande de gaz naturel

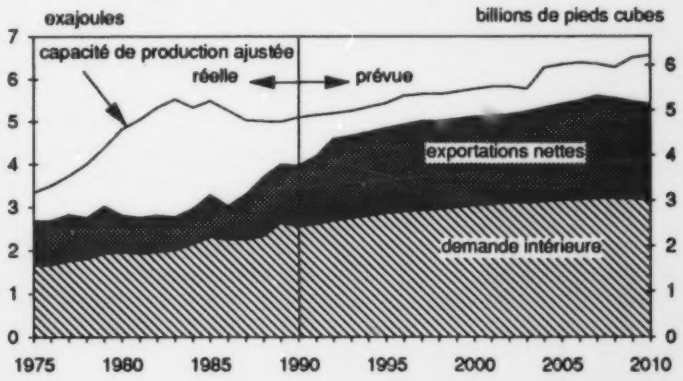
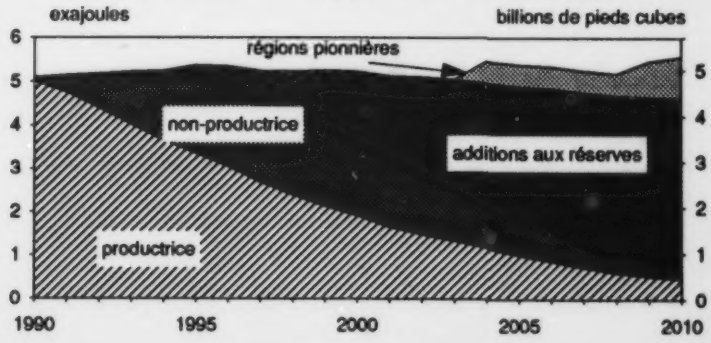


Figure 11

Capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement



Nous prévoyons que les prix du gaz seront plus élevés, la taille du marché plus grande et les exportations nettes plus élevées que dans le rapport de 1988, et ce pour plusieurs raisons. Depuis 1988, on prévoit une croissance de la demande de gaz naturel sur le marché américain en raison des préoccupations environnementales, de la prévision d'une plus grande demande de gaz pour la production d'électricité ainsi que de l'optimisme plus marqué à l'égard de l'offre intérieure. Dans le cas des États-Unis, nous avons retenu une estimation de leurs ressources potentielles plus généreuse que celle contenue dans le rapport de 1988 de même que des coûts moins élevés de l'offre. Pour le Canada, nous avons utilisé une estimation des ressources potentielles du bassin sédimentaire de l'ouest canadien plus élevée que celle présentée dans le rapport de 1988 et nous avons réduit nos estimations des coûts d'intrants (comme le forage), et, par conséquent, les coûts de l'offre et les prix sont inférieurs à ceux du rapport de 1988. Nous avons également essayé de tenir compte d'un marché énergétique plus concurrentiel dans le calcul des frais de transport et de distribution du gaz, ce qui a généralement pour effet de réduire ces frais par rapport à ceux du rapport de 1988.

D'après les résultats obtenus, il faut faire preuve de prudence lorsque l'on cherche à apprécier l'évolution future du marché du gaz naturel. Il existe de très grandes incertitudes au sujet de facteurs ayant une incidence importante sur les résultats, et le cadre d'analyse lui-même ne permet pas de déterminer avec précision la façon dont le marché fonctionne ou s'adapte aux changements. En présentant ces résultats, nous voulons en premier lieu indiquer l'orientation générale et plausible du changement, dans la mesure où les renseignements dont nous disposons et les méthodes que nous suivons le permettent, et nous voulons aussi illustrer la sensibilité de ces résultats à d'autres hypothèses concernant les variables clé incertaines.

Figure 12

Exportations canadiennes nettes
Fourchette des résultats

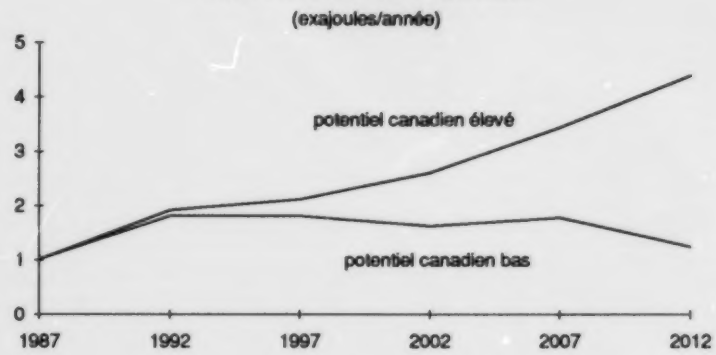
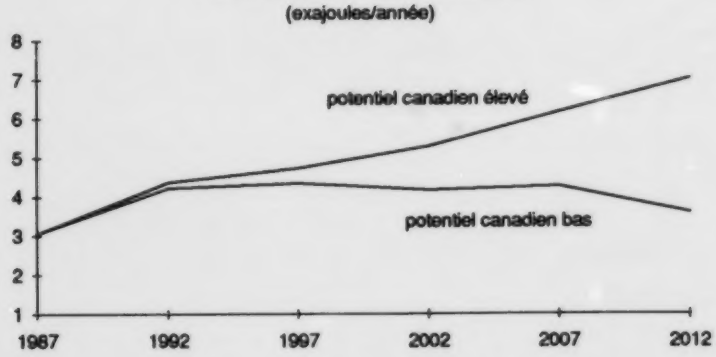


Figure 13

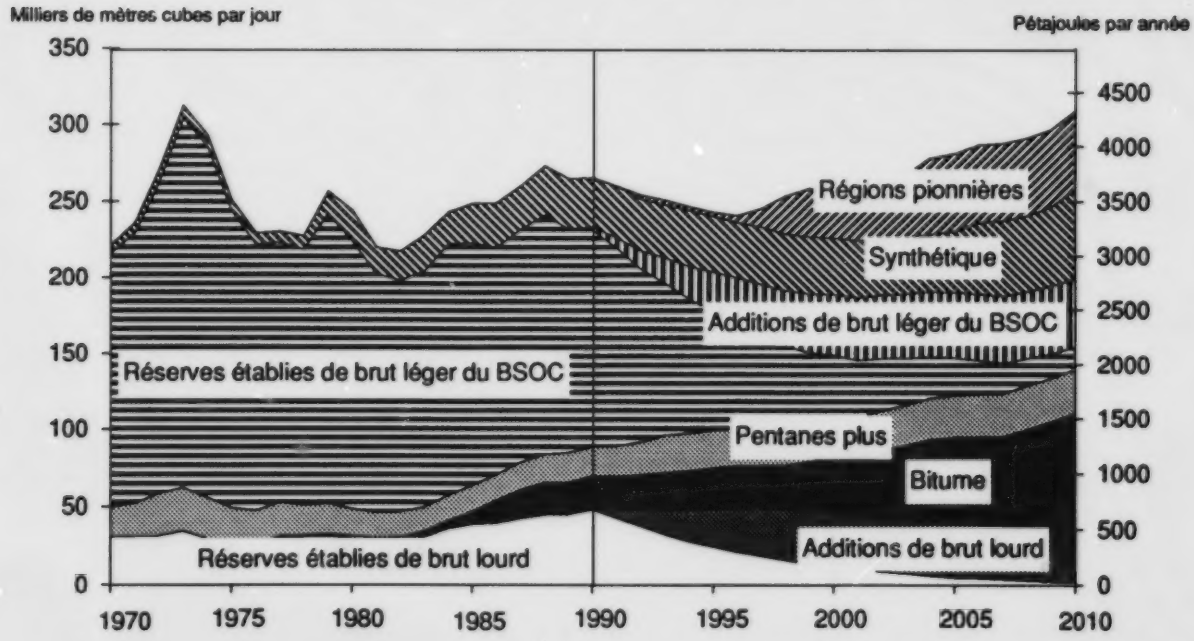
Production canadienne de gaz naturel
Fourchette des résultats



Nous avons axé notre analyse de l'offre de **pétrole** sur l'évolution du prix du pétrole brut du scénario de référence, et nous avons mené des tests de sensibilité aux prix bas et élevés du pétrole afin d'évaluer l'impact d'autres projections de prix du pétrole brut sur notre perspective de l'offre. Outre le prix du pétrole brut, il existe un nombre d'autres paramètres incertains dont la taille des réserves disponibles et le rythme de l'évolution technologique, lesquels pourraient influer grandement sur les perspectives de l'offre de pétrole brut. Somme toute, nos perspectives, selon le scénario de référence, indiquent que l'offre canadienne de pétrole brut et équivalents demeurera relativement stable au cours de la période des projections. Nous prévoyons que, par rapport à 1990, l'offre baissera d'abord pour ensuite augmenter de 16 % en 2010. Alors que l'offre globale de pétrole brut et équivalents ne devrait varier que légèrement, la qualité moyenne du pétrole brut et la distribution régionale de l'offre connaîtront d'énormes changements. Pendant la période des projections, le pétrole brut lourd constitue une proportion croissante de l'offre globale tandis que l'offre de pétrole brut léger provenant de l'Ouest du Canada devient moins importante. Nos tests de sensibilité aux prix du pétrole indiquent que les projections de l'offre de bitume et de pétrole brut synthétique provenant des régions pionnières sont particulièrement sensibles aux projections des prix du pétrole brut. Les coûts de mise en valeur de bon nombre de nouvelles sources canadiennes d'approvisionnement sont élevés par rapport aux mêmes coûts mondiaux, et pour que les projets deviennent rentables, les prix devront réellement s'élever ou il faudra recourir à des techniques permettant de réduire les coûts d'exploitation pendant la période des projections.

Au début de la période des projections du scénario de référence, nos projections de l'offre de pétrole brut et équivalents sont très semblables à celles du scénario bas de notre rapport de 1988, par la suite elles se déplacent graduellement vers celles du scénario élevé de 1988. Comme dans le rapport de 1988, la contribution de l'offre de pétrole brut lourd, particulièrement de bitume, et de celle provenant des régions pionnières augmente et l'offre de pétrole brut léger classique provenant du bassin sédimentaire de l'ouest canadien

Figure 14
Offre totale de pétrole brut léger et d'équivalents



diminue pendant la période d'étude, ce qui a certaines conséquences pour le réseau de transport du pétrole brut et la organisation des raffineries au Canada. Les livraisons de pétrole brut léger provenant de l'Ouest du Canada qui empruntaient le tronçon Sarnia - Montréal du réseau de la compagnie Interprovincial Pipe Line à destination de Montréal ont cessé récemment. Puisque l'offre de pétrole brut léger provenant du bassin sédimentaire de l'ouest canadien continue de diminuer, les raffineurs de l'Ontario devront réexaminer leurs possibilités d'approvisionnement, l'une d'entre elles étant de renverser l'écoulement du pipeline Sarnia - Montréal pour permettre le transport de pétrole brut léger importé qui serait expédié à Sarnia via Portland, dans le Maine. Nous prévoyons que pendant la majeure partie de la période des projections, la croissance de la demande intérieure pour les produits pétroliers peut être satisfaite grâce à une utilisation accrue de la capacité existante des raffineries nationales, combinée à quelques travaux mineurs visant à désengorger les usines et aux investissements nécessaires pour respecter des normes environnementales plus sévères.

L'offre prévue dans notre scénario de référence dépasse la demande intérieure de pétrole brut pendant toute la période des projections et le Canada demeure donc un exportateur net de pétrole brut et équivalents. Nous prévoyons, cependant, l'importation de volumes accrus de pétrole brut léger afin de satisfaire les besoins en charges d'alimentation des Maritimes, du Québec et de l'Ontario, et l'exportation, principalement vers les É.U., de volumes de pétrole brut lourd produit dans l'Ouest du Canada et de pétrole brut léger produit dans les régions au large de la côte Est.

Figure 15

Réserves restantes et additions aux réserves
(millions de mètres cubes)

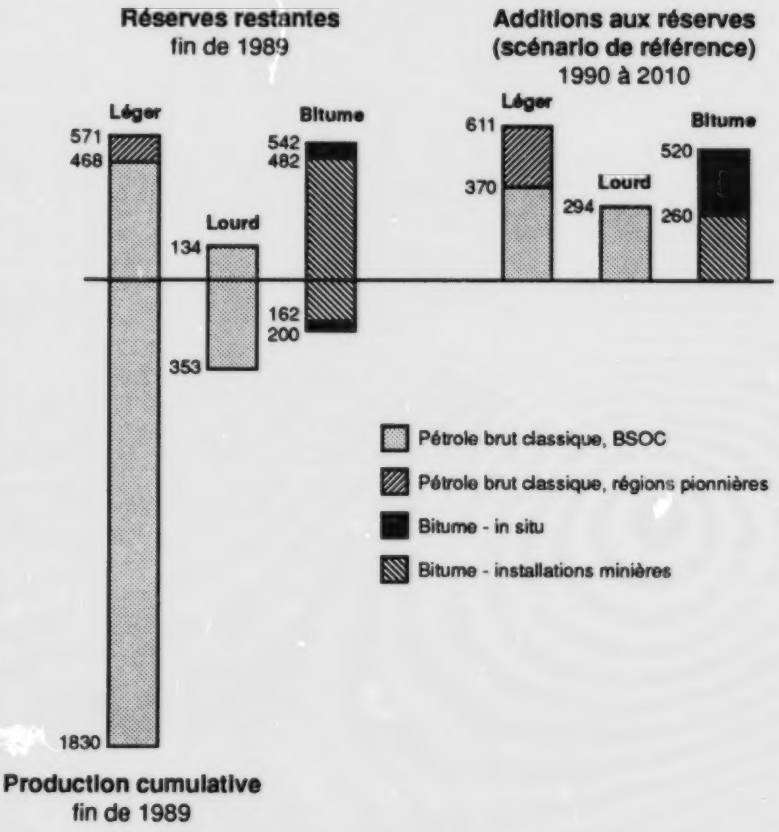


Figure 16

Composition et provenance de l'offre de pétrole brut et d'équivalents

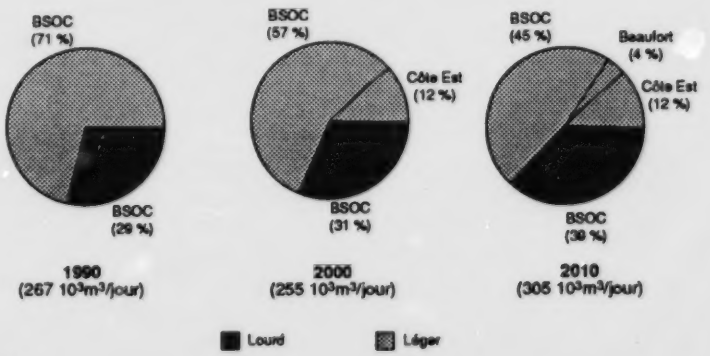
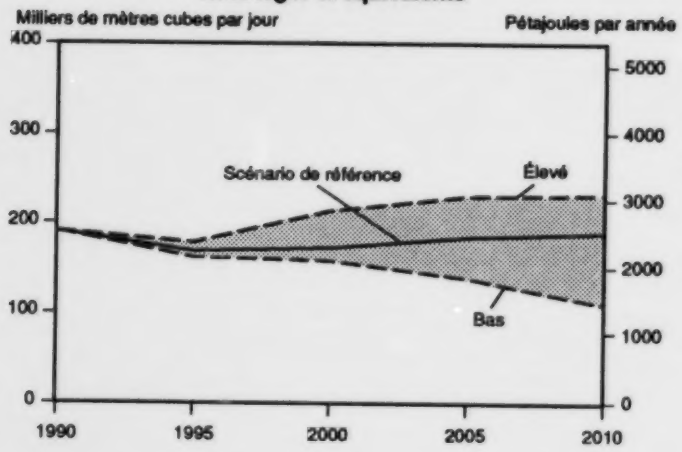


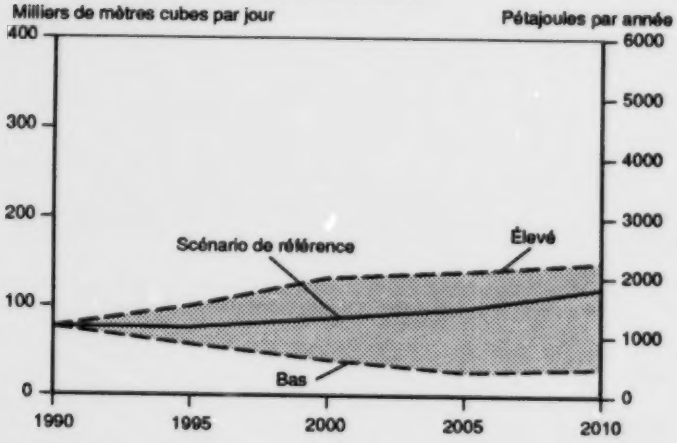
Figure 17

Capacité totale de production de pétrole brut et d'équivalents du Canada

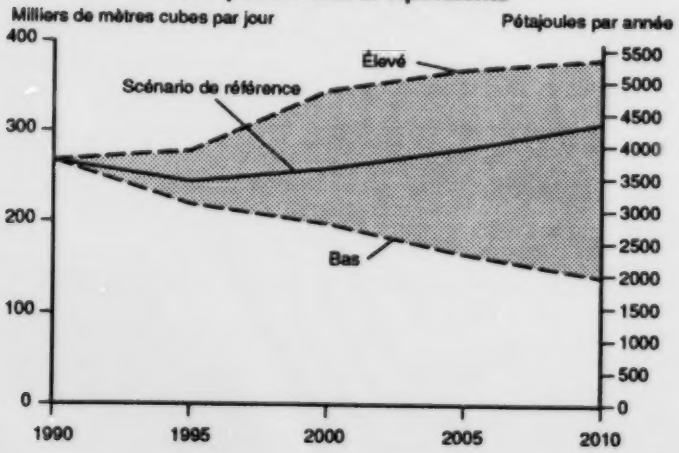
Brut léger et équivalents



Total - brut lourd



Total - pétrole brut et équivalents



La demande intérieure de **liquides de gaz naturel** (LGN) devrait augmenter en dépit de la baisse de la demande pour les projets de récupération par injection de fluides miscibles. La demande intérieure d'éthane est censée croître par suite de la construction d'une nouvelle usine d'éthylène. Dans le cas du propane, la demande devrait augmenter dans tous les secteurs, mais c'est dans les secteurs des transports et de la pétrochimie qu'on prévoit les hausses les plus marquées. Lorsque la construction de l'usine EBTM sera terminée, la demande de butanes devrait augmenter.

Nous prévoyons que les rendements en liquides demeureront relativement stables, mais comme plusieurs facteurs entrent en jeu (dont la composition des découvertes futures de gaz naturel), cette projection est incertaine. L'offre potentielle de LGN devrait augmenter au cours de la période d'étude vu l'accroissement de la production de gaz naturel pour satisfaire la demande intérieure et la demande à l'exportation. Globalement, nos projections de l'offre de LGN dépassent de beaucoup celles de notre rapport de 1988 car nous prévoyons une production de gaz naturel et des rendements en liquides plus élevés. Si la production réelle de gaz naturel s'avère plus élevée ou moins élevée que celle prévue dans le scénario de référence, nous enregistrerons une hausse ou une baisse proportionnelle de l'offre potentielle de LGN. D'après notre analyse, l'offre potentielle de LGN excédera de beaucoup la demande intérieure pendant la période des projections.

Figure 18
Offre et demande d'éthane
scénario de référence

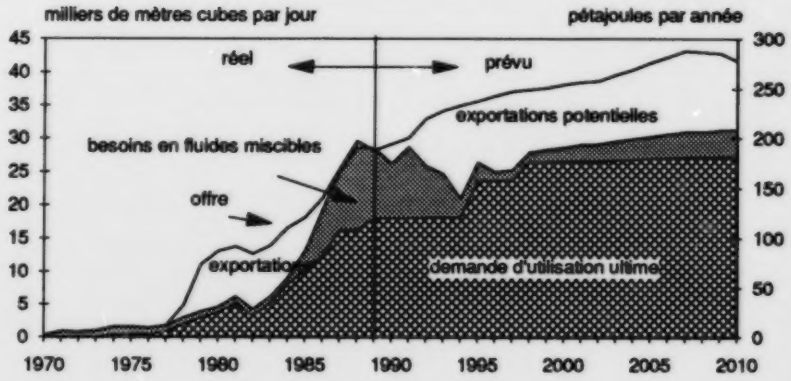


Figure 19
Offre et demande de propane
scénario de référence

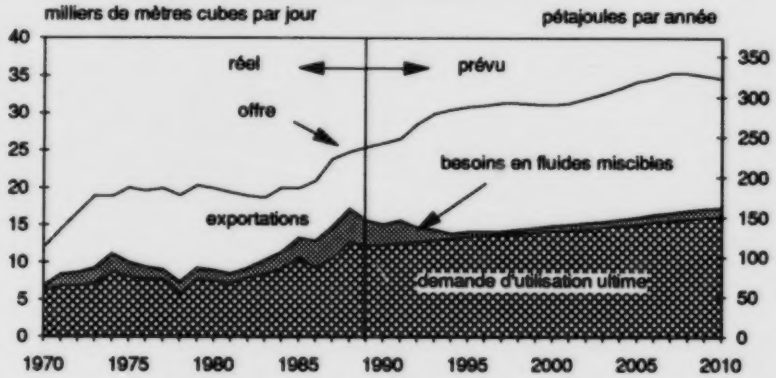
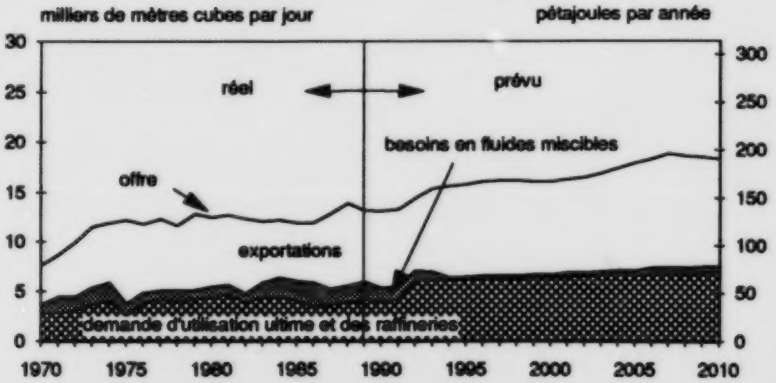


Figure 20
Offre et demande de butanes
scénario de référence

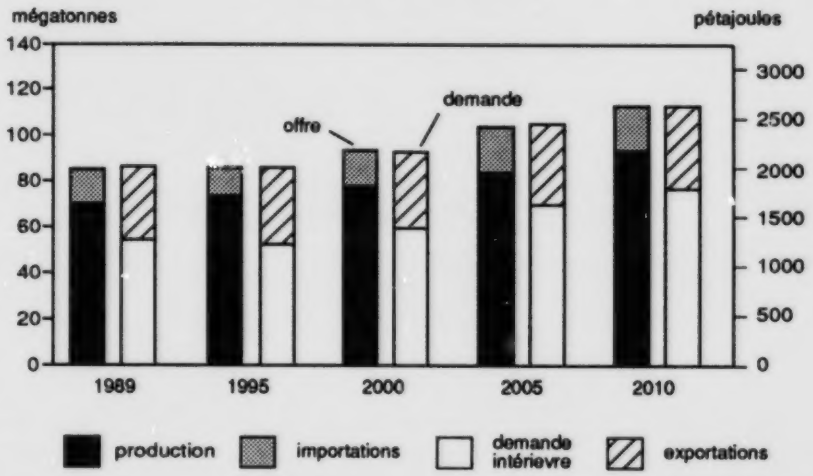


Selon notre scénario de référence, la demande intérieure de **charbon** connaîtra une hausse considérable pendant la période d'étude. Sur les marchés québécois et ontarien, le charbon canadien doit encore faire face à la concurrence vive des charbons américains, et les producteurs canadiens n'accroîtront vraisemblablement pas leur part du marché. La croissance des marchés de production d'électricité dans l'Ouest et dans l'Atlantique devrait aboutir à une demande accrue de charbons canadiens.

En ce qui a trait au commerce international du charbon, nous prévoyons une croissance continue, dans le cas notamment des charbons thermiques. Sur certains marchés, le Canada est désavantagé, surtout en raison des frais élevés de transport ferroviaire sur de longues distances à destination des ports de mer, et de l'arrivée, sur le marché mondial, de fournisseurs qui vendent à meilleur prix. À notre avis, nous pouvons raisonnablement prévoir que le Canada sera en mesure d'accroître ses exportations de charbon thermique mais que dans l'ensemble, il perdra une part du marché. L'accroissement des exportations de charbon thermique peut dépendre de la mesure dans laquelle les acheteurs souhaiteront garder diverses sources d'approvisionnement. En ce qui a trait au charbon métallurgique, nous avons supposé que le Canada pourra maintenir ses exportations au niveau actuel.

Figure 21

Offre et demande de charbon au Canada
Scénario de référence



Source: tableau A9-4 annexe.

Les émissions de gaz

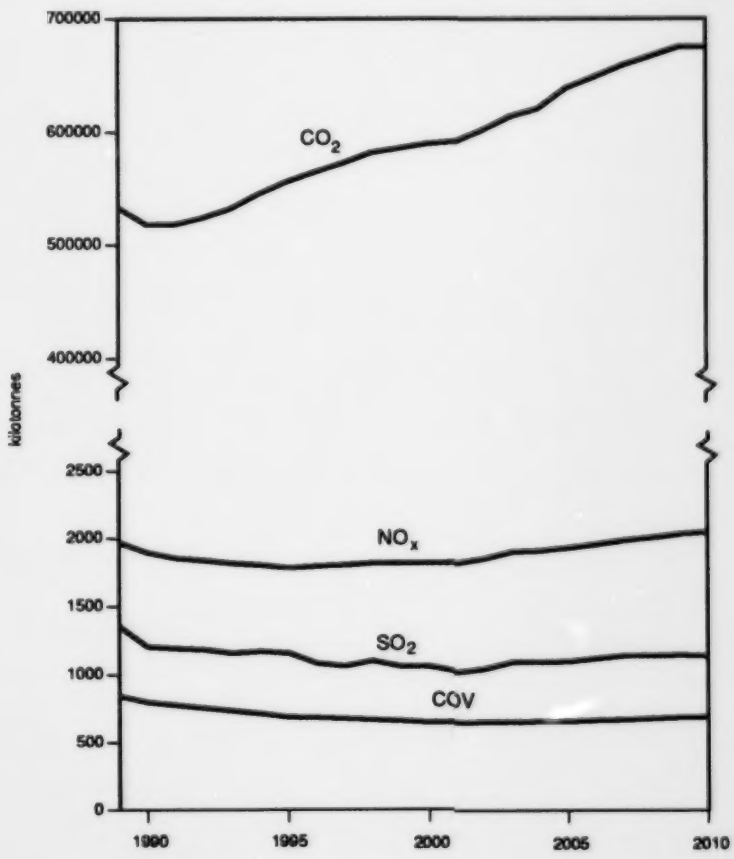
Nous avons élaboré nos projections relatives aux émissions gazeuses en fonction de nos perspectives quant à l'offre et à la demande d'énergie au pays. Nous avons tenu compte des politiques environnementales en application à la fin de 1990 ainsi que de l'amélioration constante du rendement énergétique. En dépit de ces facteurs, nous prévoyons que les émissions de **dioxyde de carbone**, qui totalisaient 533 000 kilotonnes en 1989, s'établiront à 675 000 kilotonnes d'ici 2010, ce qui représente une hausse annuelle moyenne de 1,1 %. Les émissions d'**oxydes d'azote** augmentent également, passant de 1 970 kilotonnes en 1989 à 2 050 kilotonnes en 2010, soit une hausse annuelle moyenne de 0,2 %. Cependant, les émissions de **composés organiques volatiles** diminuent : de 840 kilotonnes en 1989 à 690 kilotonnes en 2010, soit une décroissance annuelle moyenne de 0,9 %. Nous prévoyons que les émissions de **dioxyde de soufre** diminuent aussi pour passer de 1 355 kilotonnes en 1989 à 1 140 kilotonnes en 2010, ce qui représente une baisse annuelle moyenne de 0,8 %.

Ces projections visent seulement les émissions liées à l'énergie, mais pas la totalité de celles-ci. Elles sont très aléatoires vu les incertitudes inhérentes aux projections de l'offre et de la demande d'énergie et aux facteurs d'émission utilisés.

L'adoption de nouvelles techniques de production et de consommation pourrait atténuer davantage ces émissions gazeuses, mais nous n'en n'avons pas tenu compte dans le scénario de référence car la plupart de ces technologies ne sont pas encore commercialement viables. En 20 ans, nous pourrions atteindre en partie l'objectif visé en recourant à des technologies et à des procédés de fabrication nouveaux qui rendraient économiquement viables certaines mesures de réduction des émissions, ou en appliquant des mesures politiques particulières. Nous avons décrit un grand nombre des mesures de réduction des émissions et fourni une estimation de leur incidence possible sur les émissions gazeuses. Dans le cadre de l'analyse menée aux fins de ce rapport, nous nous sommes efforcés de tenir compte des préoccupations à l'égard de l'environnement, mais le dossier de l'environnement est tel que notre structure économique pourrait subir des changements importants pendant la période étudiée, changements qui débordent le cadre de la présente analyse.

Figure 22

Projection des émissions de gaz au Canada *



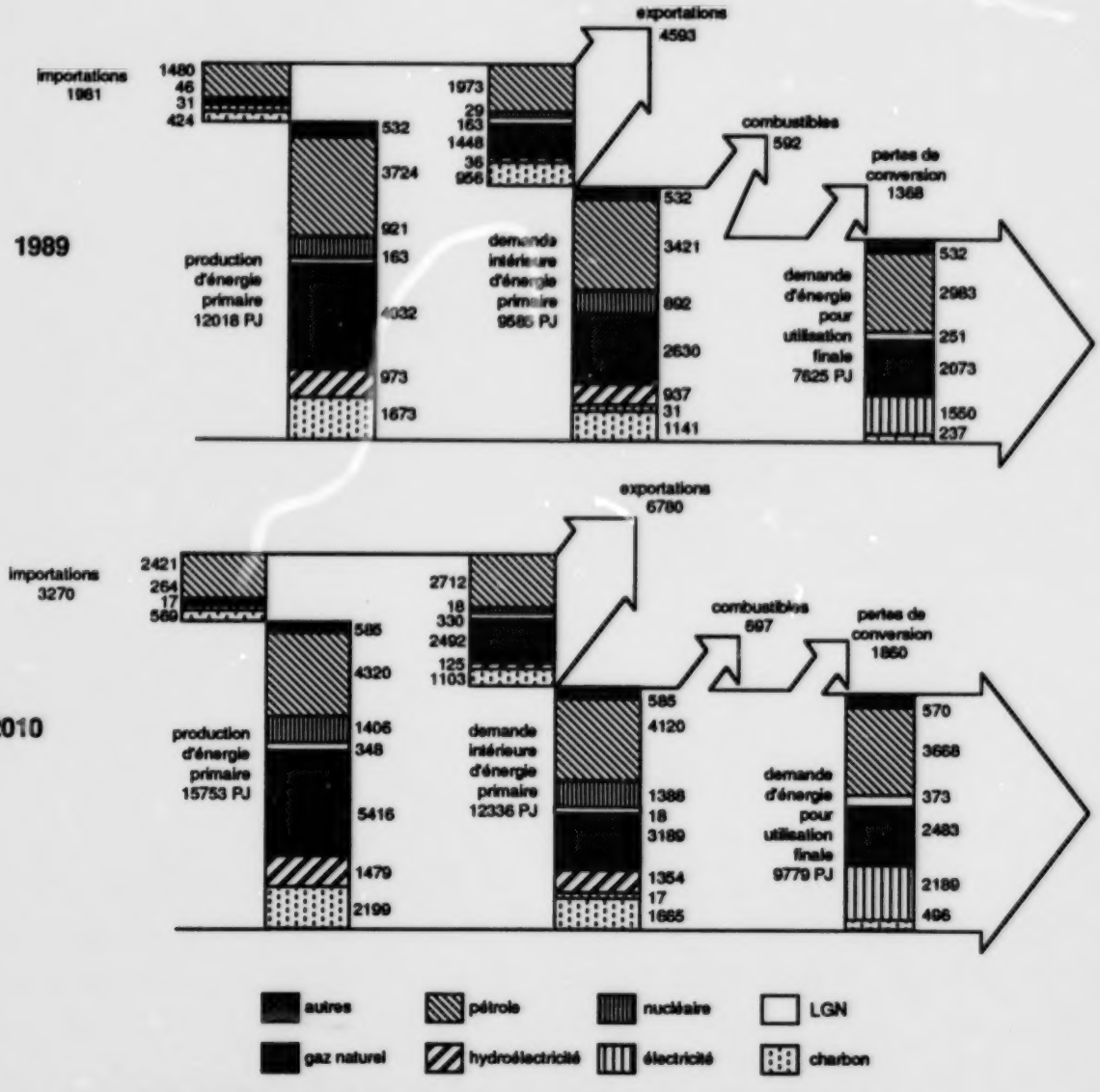
* Ces lignes ont été tirées indépendamment, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas cumulatives. Par exemple, en 1989 les émissions de COV étaient de 844 kilotonnes, et les émissions de SO_2 étaient de 1355 kilotonnes.

En dernier lieu, *nous rappelons qu'une projection de l'offre et de la demande d'énergie est toujours aléatoire et que notre scénario de référence ne doit pas être considéré comme étant la prévision la plus probable. Il s'agit d'une projection autour de laquelle s'articulent les tests de sensibilité que nous avons menés en fonction de variables déterminantes auxquelles nous avons attribué diverses valeurs réalistes. Le principal objet de ces tests est de faire ressortir une gamme vraisemblable de résultats et de mieux comprendre ainsi le jeu des forces qui déterminent ces divers résultats. Ceux qui se serviront de ces résultats pourront choisir la projection qu'ils préfèrent, en fonction de la valeur qu'ils accordent aux d'hypothèses que nous avons testées.*

Figure 23

Diagrammes de l'énergie

(pétajoules)



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ est de 12,1 PJ/TW.h.

Abréviations des noms, des termes et des unités

"ONE" ou "l'Office"	Office national de l'énergie
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
Rapport de septembre 1988	*L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005*, résumé et rapport détaillé, ONE, septembre 1988
Rapport d'octobre 1986	*L'énergie au Canada: Offre et demande 1985-2005*, résume et rapport détaillé, ONE, octobre 1986
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
LGN	liquides de gaz naturel
$CAN	dollars canadiens
$ US	dollars américains
J	joule
PJ	pétajoule
EJ	exajoule
kW	kilowatt
MW	mégawatt
GW	gigawatt
kW.h	kilowattheure
MW.h	mégawattheure
GW.h	gigawattheure

Unités

préfixe	**multiple**	**symbole**
kilo-	10^3	k
mega-	10^6	M
giga-	10^9	G
tera-	10^{12}	T
peta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

1 pétajoule = 10^{15} joules

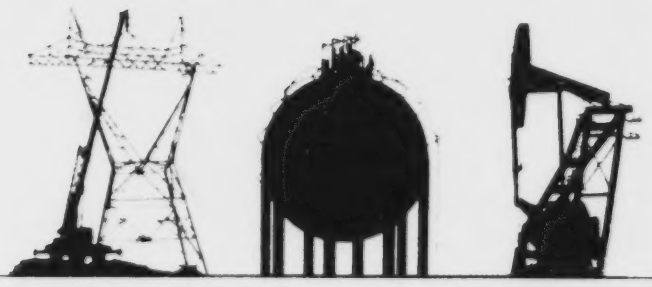
Facteurs de conversion approximatifs

1 mètre cube	=	6,3 barils
		35,3 pieds cubes
1 pétajoule	=	950 milliards thermies britannique (Btu)
1 mètre cube de gaz naturel	=	38 mégajoules d'énergie
1 pétajoule de gaz naturel	=	0,95 milliard de pi^3 (Bcf)
1 mètre cube de pétrole brut	=	38 gigajoules d'énergie
1 kilowattheure d'électricité	=	3,6 mégajoules d'énergie
1 tonne de charbon	=	24 gigajoules d'énergie

Office national de l'énergie

L'ÉNERGIE AU CANADA

Offre et demande 1990-2010



Juin 1991

L'énergie au Canada
Offre et demande 1990-2010

Office national de l'énergie
Juin, 1991

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1991

No. du Cat. NE 23-15/1991F
ISBN 0-662-96953-7

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

This report is published separately
in both official languages.

Exemplaires disponibles auprès du:

Copies are available on request from:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
Edifice Cadillac Fairview
311-6ième av (S-O)
Calgary (Alberta)
Canada
T2P 3H2
(403) 292-4800

Regulatory Support Office
National Energy Board
Cadillac Fairview Building
311-6th Ave. S.W.
Calgary, Alberta
Canada
T2P 3H2
(403) 292-4800

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Avant-propos ..... (i)

Liste des tableaux apparaissant dans le texte ..... (ii)

Liste des figures ..... (v)

1. Introduction 1
   1.1 Aperçu des chapitres 4

2. Perspectives des prix du pétrole et du rendement économique du Canada 7
   2.1 Prix mondiaux du pétrole 7
   2.2 Niveau d'activité macroéconomique au Canada 16

3. Prix du gaz naturel et de l'électricité 23
   3.1 Prix du gaz naturel 23
   3.2 Prix de l'électricité 24

4. Demande d'énergie 27
   4.1 Incertitudes inhérentes aux prévisions de la demande d'énergie 29
   4.2 Utilisation finale par secteur 29
      4.2.1 Prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale 29
      4.2.2 Secteur résidentiel 33
      4.2.3 Secteur commercial 40
      4.2.4 Secteur industriel 45
      4.2.5 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques 53
      4.2.6 Secteur des transports 55
      4.2.7 Résumé 66
   4.3 Demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par combustible et par région 68
      4.3.1 Énergies de remplacement 70
      4.3.2 Région de l'Atlantique 71
      4.3.3 Québec 71
      4.3.4 Ontario 73
      4.3.5 Provinces des prairies 73
      4.3.6 Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest 73
      4.3.7 Canada 75
   4.4 Demande d'énergie primaire 78
      4.4.1 Demande primaire de pétrole 78
      4.4.2 Demande primaire de gaz naturel 80
      4.4.3 Demande primaire de liquides de gaz naturel 81
      4.4.4 Demande primaire de charbon 81
   4.5 Observations finales 82

5. Électricité 85
   5.1 Demande d'électricité au Canada 86
   5.2 Commerce international et interprovincial 89
      5.2.1 Exportations garanties 95
      5.2.2 Commerce interprovincial garanti 97
   5.3 Capacité de production et production d'électricité par région 99
   5.4 Commerce d'énergie interruptible et commerce global 114
   5.5 Incidences sur la capacité additionnelle de production nationale et les besoins en ressources énergétiques 117
   5.6 Conclusions 120

6. Gaz naturel 123
6.1 Démarche adoptée pour prévoir les prix du gaz naturel et les expéditions de gaz 123
6.2 Hypothèses de base 130
6.2.1 Ressources canadiennes 130
6.2.1.1 Ressources classiques récupérables découvertes 130
6.2.1.2 Ressources classiques récupérables non découvertes 133
6.2.1.3 Potentiel ultime en ressources classiques récupérables 135
6.2.1.4 Ressources non classiques 135
6.2.1.5 Résumé 136
6.2.2 Coûts de l'offre canadienne 137
6.2.2.1 Ressources classiques du BSOC 138
6.2.2.2 Ressources non classiques du BSOC 141
6.2.2.3 Ressources des régions pionnières 141
6.2.2.4 Résumé 142
6.2.3 Ressources américaines 143
6.2.3.1 Réserves américaines 143
6.2.3.2 Ressources potentielles de gaz naturel américain 146
6.2.4 Coûts de l'offre américaine 149
6.2.5 Le réseau de gazoducs 153
6.2.6 Droits pipeliniers 153
6.2.7 Frais ou marges de distribution 156
6.2.8 Prix du pétrole et restriction de la consommation 156
6.2.9 Demande américaine 157
6.2.10 Demande canadienne 160
6.3 Fondement et description des scénarios 161
6.4 Résultats du scénario de référence 162
6.4.1 Prix après traitement au gisement et prix régionaux choisis 162
6.4.2 Demande américaine 165
6.4.3 Offre américaine 168
6.4.4 Exportations et importations de gaz naturel 170
6.4.5 Demande canadienne 176
6.4.6 Offre canadienne 176
6.4.6.1 Capacité de production des réserves établies du BSOC 176
6.4.6.2 Additions aux réserves dans le BSOC 182
6.4.6.3 Activité prévue de forage axée sur le gaz dans le BSOC 183
6.4.6.4 Capacité de production à même les additions aux réserves dans le BSOC 185
6.4.6.5 Capacité de production des régions pionnières 185
6.4.6.6 Capacité de production totale 186
6.4.6.7 Rapport entre l'offre et la demande de gaz naturel 187
6.5 Résultats des scénarios de sensibilité 188
6.5.1 Test de sensibilité aux prix bas et élevés du pétrole 188
6.5.2 Tests de sensibilité aux ressources élevées et peu élevées 192
6.5.3 Test de sensibilité aux ressources canadiennes et américaines élevées et test de sensibilité à un coût filet peu élevé 194
6.6 Résumé et observations finales 196
Annex 1 Coût d'utilisation 199
Annex 2 Prix du pétrole et du gaz naturel 201
Annex 3 Calcul de la demande de gaz des services publics d'électricité pour l'analyse du marché à l'aide du modèle NARG 204

7. Pétrole brut et équivalents 207
7.1 Ressources 207
7.1.1 Ressources récupérables découvertes 211
7.1.1.1 Production cumulative 212
7.1.1.2 Réserves restantes établies 212
7.1.1.3 Autres ressources récupérables découvertes 215
7.1.2 Ressources récupérables non découvertes 216
7.1.3 Potentiel de ressources ultimes 217
7.1.4 Sommaire 217
7.2 Additions aux réserves 219
7.2.1 Aspects économiques de l'offre 219
7.2.1.1 Prix à la tête de puits 219
7.2.1.2 Méthode de calcul du coût de l'offre 220
7.2.1.3 Coûts de l'offre 223
7.2.1.4 Activité prévue axée sur le pétrole 228
7.2.2 Additions aux réserves de pétrole brut léger classique 228
7.2.2.1 Additions aux réserves d'autres ressources récupérables découvertes dans le BSOC 229
7.2.2.2 Additions aux réserves provenant des ressources récupérables non découvertes dans le BSOC 230
7.2.2.3 Additions aux réserves dans les régions pionnières 232
7.2.3 Additions aux réserves de pétrole brut lourd classique 232
7.2.3.1 Additions aux réserves provenant d'autres ressources récupérables découvertes dans le BSOC 232
7.2.3.2 Additions aux réserves provenant de ressources récupérables non découvertes dans le BSOC 233
7.2.4 Additions aux réserves de bitume 234
7.2.4.1 Additions aux réserves provenant des installations minières 234
7.2.4.2 Additions aux réserves découlant de projets de récupération in situ 235
7.2.5 Sommaire des additions aux réserves 235
7.3 Offre projetée 236
7.3.1 Offre de pétrole brut léger classique 237
7.3.1.1 Offre provenant des réserves établies 237
7.3.1.2 Offre provenant des additions aux réserves 238
7.3.2 Offre de pétrole brut lourd classique 239
7.3.2.1 Offre provenant des réserves établies 239
7.3.2.2 Offre provenant des additions aux réserves 239
7.3.3 Offre de pétrole brut synthétique provenant des installations minières intégrées 240
7.3.4 Offre de bitume brut 240
7.3.5 Offre de pentanes plus et besoins en diluants 241
7.3.6 Pétrole brut synthétique obtenu par valorisation 242
7.3.6.1 Différences de prix 242
7.3.6 2 Offre provenant des usines de valorisation 243
7.3.7 Offre globale 244
7.3.7.1 L'offre de pétrole brut léger 244
7.3.7.2 Offre de pétrole brut lourd 245
7.3.7.3 Offre globale de pétrole brut et équivalents 246
7.3.7.4 Sensibilité aux prix de l'offre de pétrole brut 247

7.4 Bilans des raffineries et profils de l'offre et de la demande de pétrole brut 250
7.4.1 Bilans des raffineries 250
7.4.1.1 Capacité des raffineries 252
7.4.1.2 Exportations et importations de produits pétroliers et besoins des raffineries en charges d'alimentation 253
7.4.2 Profils de l'offre et de la demande de pétrole brut 255
7.4.2.1 Pétrole brut léger 255
7.4.2.2 Pétrole brut lourd 257
7.4.2.3 Sommaire du commerce de pétrole brut et des produits pétroliers 260
7.4.2.4 Conséquences sur les principaux réseaux pipeliniers de pétrole brut 260
7.5 Observations finales 263

8. Liquides de gaz naturel 267
8.1 Aperçu de l'infrastructure de production et de transport des LGN canadiens 267
8.1.1 Installations d'extraction et de traitement 267
8.1.2 Réseaux de livraison intraprovinciaux, interprovinciaux et d'exportation 268
8.2 Demande intérieure 271
8.3 Offre 272
8.4 Exportations et bilans de l'offre et de la demande 276
8.5 Observations finales 278

9. Charbon 279
9.1 Ressources et réserves 279
9.2 Prix du charbon et frais de transport 281
9.3 Demande intérieure 284
9.4 Exportations 285
9.5 Importations 288
9.6 Production 289
9.7 Observations finales 290

10. Sources et utilisations de l'énergie 293
10.1 Offre, demande et commerce international d'énergie au Canada 293
10.2 Perspectives internationales 297

11. Incidences environnementales de l'offre et de la demande d'énergie 299
11.1 Rappel sur les sources d'émissions des gaz 299
11.2 Émissions de gaz carbonique 307
11.2.1 Émissions de CO_2 liées à la demande d'énergie primaire 307
11.2.2 Répartition, par province, des émissions de CO_2 résultant de la production de l'électricité 309
11.2.3 Émissions de CO_2 résultant de la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique 310
11.2.4 Sommaire des émissions de CO_2 311
11.3 Émissions d'oxydes d'azote 311
11.3.1 Émissions de NO_x liées à la demande d'énergie primaire 311
11.3.2 Répartition, par province, des émissions de NO_x liées à l'offre d'électricité 312
11.3.3 Émissions de NO_x résultant de la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique 312
11.3.4 Sommaire des émissions de NO_x 314
11.4 Émissions de composés organiques volatiles 314
11.4.1 Émissions de COV résultant de la demande d'énergie primaire 314
11.4.2 Émissions de COV résultant de la production du gaz naturel, du pétrole brut synthétique et du bitume 314
11.4.3 Sommaire des émissions de COV 314
11.5 Émissions de méthane 315
11.5.1 Émissions de CH_4 résultant de la production et du transport du gaz naturel, du pétrole brut classique et du bitume, et de la production du charbon 315
11.6 Émissions de dioxyde de soufre 315
11.6.1 Émissions de SO_2 liées à l'offre d'électricité 315
11.6.2 Émissions de SO_2 résultant de la production du gaz naturel et celle du bitume 315
11.6.3 Sommaire des émissions de SO_2 317
11.7 Mesures d'atténuation des émissions 317
11.7.1 Mesures d'atténuation de la demande d'énergie 317
11.7.1.1 Secteur résidentiel 317
11.7.1.2 Secteur commercial 319
11.7.1.3 Secteur industriel 321
11.7.1.4 Secteur des transports 323
11.7.2 Mesures de réduction des émissions visant l'offre d'électricité 324
11.7.3 Mesures de réduction des émissions résultant de la production du gaz naturel, du pétrole brut classique, du bitume et du charbon 325
11.8 Observations finales 326

12. Conclusions 327

List des tableaux en annexe 333

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (ONE ou «l'Office») a été créé par une loi du Parlement en 1959. Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), les pouvoirs de réglementation de l'Office comprennent l'autorisation des exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité et de la construction de pipelines internationaux et interprovinciaux et de lignes internationales de transport d'électricité ainsi que l'établissement de droits justes et raisonnables applicables aux pipelines relevant de la compétence fédérale. La Loi exige aussi que l'Office passe en revue les perspectives de l'offre canadienne en ce qui concerne tous les produits énergétiques importants, notamment le pétrole et le gaz naturel ainsi que leurs sous-produits et l'électricité, de même que les perspectives de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions concernant les approvisionnements et les besoins en matière d'énergie, et a, de temps à autre, publié des rapports sur ces prévisions après avoir obtenu les points de vue des intéressés. Lorsqu'il a décidé, en juillet 1987, d'adopter une procédure axée sur le marché aux fins de la réglementation des exportations de gaz, l'Office a manifesté l'intention de continuer à produire et publier les rapports sur l'offre et la demande d'énergie au Canada dans le cadre du suivi de l'application de cette procédure. Le plus récent de ces rapports a été publié à l'automne de 1988.

Depuis septembre 1988, l'on a assisté à une certaine évolution des marchés énergétiques et des politiques gouvernementales au Canada et aux États-Unis, notre principal client à l'exportation. De plus, les préoccupations de nature environnementale, qui se rapportent en grande partie à la production et à la consommation d'énergie, ont pris de plus en plus d'importance au Canada et dans le monde entier.

En mai 1990, l'Office a annoncé que son personnel ferait une mise à jour du rapport de 1988.

Pour l'exécution de son analyse, le personnel de l'Office a fait appel à un processus de consultation officieux qui s'est avéré une manière efficace de connaître les vues des intéressés au sujet de ses prévisions de l'offre et de la demande. Le personnel de l'ONE peut ainsi obtenir l'avis des intéressés à frais raisonnables pour ces derniers et pour l'Office lui-même.

Bien que l'Office n'ait pas sollicité de mémoires, toute personne désireuse de présenter ses points de vue pouvait le faire à son gré. Le personnel de l'Office a préparé deux dossiers d'information et les a publiés afin d'obtenir la réaction du public. Le premier, publié en mai, donnait une description préliminaire des hypothèses utilisées et le deuxième, paru à l'automne, donnait les projections préliminaires. Les observations ainsi reçues ont été mises à la disposition du public à la bibliothèque de l'ONE à Ottawa et à son bureau de Calgary.

Il y a eu deux séries de consultations, la première au sujet de la méthodologie et des hypothèses portant, par exemple, sur le cours mondial du pétrole, les prix et le commerce du gaz et de l'électricité et la croissance économique et les questions environnementales, alors que la deuxième portait sur les projections préliminaires comme telles. Ont été consultés les gouvernements des provinces, l'industrie et d'autres intéressés au Canada et aux États-Unis.

À la lumière des consultations tenues et des observations écrites reçues, le personnel de l'Office a formulé les projections révisées que contient le présent rapport, les hypothèses et l'analyse qui ont conduit à ces projections y figurent également. Nous tenons à remercier tous ceux et celles qui ont mis leur temps et leurs compétences à la disposition de cette entreprise. Leur contribution a été fort utile.

L'Office met ces rapports sur l'offre et la demande d'énergie au Canada à la disposition du public à des fins d'information. Plusieurs se sont inquiétés de ce que l'Office s'en inspire pour son activité de réglementation et s'interrogent sur leur valeur comme énoncé officiel des vues de l'Office. Il incombe par conséquent à l'Office de clarifier son avis à ce sujet.

L'Office reconnaît que les intéressés n'ont pas eu l'occasion d'examiner ou d'éprouver les constatations et conclusions du rapport dans le cadre d'une tribune publique. L'information provenant des intéressés pourrait servir d'élément de preuve lors d'une instance quelconque de réglementation, si une partie intéressée juge nécessaire de s'y référer, tout comme elle pourrait s'appuyer sur n'importe quel autre document public. Le cas échéant, l'intéressé se trouve à adopter cette information. De ce point de vue, rien ne change dans la façon dont l'Office utilise le rapport.

Ce rapport contient des renseignements *détaillés* sur les hypothèses, la méthodologie et les résultats de l'analyse de l'offre et de la demande d'énergie au Canada et sur les émissions de certains gaz qui y sont associés. Il existe aussi un résumé de ce rapport. On peut se procurer des exemplaires de ce rapport ou le résumé auprès de l'Office national de l'énergie, Édifice Cadillac Fairview, 311 - 6ième av (S-O), Calgary (Alberta), T2P 3H2; (403) 292-4800.

Liste des tableaux apparaissant dans le texte

2-1	La projection du prix du pétrole dans le scénario de référence	15
2-2	Production par secteur	18
2-3	Répartition du produit intérieur brut	20
2-4	Production par région	20
3-1	Prix du gaz naturel pour utilisation finale	24
3-2	Croissance annuel moyenne des prix de l'électricité en dollars courants	25
4-1	Prix moyen à la pointe du brûleur	32
4-2	Demande d'énergie du secteur résidentiel	34
4-3	Demande d'énergie du secteur commercial	41
4-4	Intensité, niveaux et distribution de l'utilisation industrielle de l'énergie par industrie choisie, 1989	45
4-5	Intensité de l'utilisation énergétique dans le secteur industriel, par région en 1989 et 2010	46
4-6	Demande énergétique industrielle - taux annuels moyens de croissance	50
4-7	Demande énergétique du secteur industriel	51
4-8	Utilisations non énergétiques	53
4-9	Demande d'énergie du secteur des transports	57
4-10	Variables déterminantes de l'utilisation d'essence pour moteur	61
4-11	Variables déterminantes de l'utilisation du diesel dans le secteur du transport routier	63
4-12	Demande d'énergie du secteur des transports - taux annuels moyens de croissance	65
Encadré	Différences dans la demande d'énergie par secteur au titre de l'utilisation finale en 2005	67
4-13	Répartition de l'utilisation finale des combustibles par région en 1989	69
4-14	Demande d'énergie pour utilisation finale par région	69
4-15	Demande d'énergie pour utilisation finale et parts de marché par combustible	77
Encadré	Différences dans la demande de combustibles au titre de l'utilisation finale en 2005	78
4-16	Distribution de la demande primaire de pétrole par produit	78
4-17	Demande primaire de pétrole par utilisation	79
4-18	Demande primaire de gaz naturel	80
4-19	Demande primaire de liquides du gaz naturel	81
4-20	Demande primaire de charbon	82
5-1	Demande intérieure d'électricité par province	87
5-2	Capacité de production et production d'électricité par province et territoire - 1989	100
5-3	Offre et demande d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador	101
5-4	Offre et demande d'électricité à l'Ile-du-Prince Edouard	102
5-5	Offre et demande d'électricité en Nouvelle-Écosse	103
5-6	Offre et demande d'électricité au Nouveau-Brunswick	104
5-7	Offre et demande d'électricité au Québec	106
5-8	Offre et demande d'électricité en Ontario	108
5-9	Offre et demande d'électricité au Manitoba	109
5-10	Offre et demande d'électricité en Saskatchewan	110
5-11	Offre et demande d'électricité en Alberta	111
5-12	Offre et demande d'électricité en Colombie-Britannique	112
5-13	Offre et demande d'électricité au Yukon	113
5-14	Offre et demande d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest	114
5-15	Exportations brutes d'électricité par province	116
5-16	Offre et demande d'électricité au Canada	117

Liste des tableaux apparaissant dans le texte (suite)

6-1 Estimations des ressources en gaz naturel classique à la fin de 1989 132
6-2 Comparaisons des estimations du potentiel de ressources ultimes récupérables 13 pour le BSOC 135
6-3 Coûts des intrants pour les additions aux réserves de gaz naturel dans le BSOC 139
6-4 Estimations des ressources en gaz naturel États-Unis - Scénario de référence 145
6-5 Comparaisons des estimations des ressources en gaz naturel aux États-Unis 146
6-6 Potentiel de ressources ultimes en gaz naturel des 48 États américains continentaux à la fin de l'année 1988 147
6-7 Comparaisons des estimations des ressources en gaz naturel du scénario de référence 148
6-8 Prix des produits pétroliers pour l'analyse du marché du gaz naturel 157
6-9 Prévisions de base du GRI pour 1991 - Répartition de la demande de gaz et de pétrole aux États-Unis 158
6-10 Prévisions de l'ONE - Répartition de la demande de gaz et de pétrole aux États-Unis à utiliser pour l'analyse du NARG 160
6-11 Descriptions des scénarios du gaz naturel 162
6-12 Prix du gaz naturel sélectionnés dans le scénario de référence 163
6-13 Composition de l'offre de gaz naturel des États-Unis 169
6-14 Commerce de gaz naturel canadien avec les États-Unis 170
6-15 Gammes des opinions sur les exportations de gaz naturel 171
6-16 Demande de gaz naturel au Canada 176
6-17 Comparaisons de résultats choisis: scénario de référence par rapport au scénario des prix élevés du pétrole 189
6-18 Comparaisons de résultats choisis: scénario de référence par rapport au scénario des prix bas du pétrole 192
6-19 Comparaisons de résultats choisis: scénario de référence par rapport aux tests de ressources élevées et de faibles ressources au Canada 193
6-20 Comparaisons de résultats choisis: scénario de référence par rapport aux tests de ressources élevées en gaz américain et canadien et au scénario des prix filets bas 195

Annex 3

Table 1 Besoins en gaz naturel en 1987 205
Table 2 Détermination des volumes de la demande de gaz en 1987 dans la région couverte par le modèle NARG 206

7-1 Estimations des ressources de pétrole brut et de bitume - fin de 1989 210
7-2 Comparaison des potentiels estimatifs ultimes de pétrole brut classique Ouest canadien 218
7-3 Sommaire des coûts estimatifs de l'offre de pétrole brut pour les projets prévus 224
7-4 Coûts des intrants pour le pétrole brut 226
7-5 Capacité de raffinage et entrées de brut du Canada 1990 252
7-6 Besoins des raffineries en charges d'alimentaton et sources des charges 253
7-7 Offre et utilisation de pétrole brut léger et d'équivalents 256
7-8 Offre et utilisation de pétrole brut lourd 258
7-9 Exportations et importations de pétrole brut et de produits pétroliers 261
7-10 Besoins et offre intérieure de pétrole brut léger en Ontario 263

8-1 Réserves de liquides de gaz naturel - Éstimations provinciales 272
8-2 Offre de liquides en gaz naturel - Scénario de référence 276

Liste des tableaux apparaissant dans le texte (suite)

9-1	Sommaire des ressources de charbon d'intéret immédiat par province	280
9-2	Réserves récupérables restantes de charbon par province et par classe au 31 décembre 1985	281
9-3	Prix de base des contrats d'exportation pour les exportations de charbon métallurgique au Japon	282
9-4	Demande intérieure de charbon	284
9-5	Exportations de charbon en 1989	286
9-6	Importations de charbon en 1989	289
9-7	Production de charbon par province et par classe en 1989	289
10-1	Exportations (importations) nettes d'énergie	295
10-2	Comparaison de l'utilisation d'énergie et sa production dans les pays de l'OCDE en 1988	296
11-1	Liste des émissions gazeuses et des grands dossiers environnementaux connexes	299
11-2	Comparaison des gaz à effet de serre	300
11-3	Émissions de dioxyde de carbone provenant de la demande d'énergie primaire	308
11-4	Émissions de CO_2 résultant de la production d'électricité par les services publics	309
11-5	Émissions de NO_x résultant de la production d'électricité par les services publics	313
11-6	Émissions de SO_2 résultant de la production d'électricité par les services publics	316

Liste des figures

1-1 Étendue de l'analyse 3

2-1 Prix mondiaux du pétrole 8
2-2 Échelle de prix mondiaux du pétrole - premier scénario: OPEP concurrentiel et croissance du PNB mondial de 2,9% par année 10
2-3 Échelle de prix mondiaux du pétrole - deuxième scénario: cartel de l'OPEP et croissance du PNB mondial de 2,9% par année 11
2-4 Échelle de prix mondiaux du pétrole - troisième scénario: cartel de l'OPEP et croissance du PNB mondial de 3,9% par année 12
2-5 Projections de prix mondiaux du pétrole de l'ONE 13
2-6 Comparaison des échelles de prix mondiaux du pétrole de l'ONE/EMF 13
2-7 Comparaison des projections de prix récents du pétrole 14

4-1 Demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB réel 28
4-2 Prix de l'énergie - secteur résidentiel - Alberta 30
4-3 Prix de l'énergie - secteur résidentiel - Québec 30
4-4 Prix de l'énergie - secteur industriel - Alberta 31
4-5 Prix de l'énergie - secteur industriel - Québec 31
4-6 Répartition de la demande de carburant par secteur de transport 57
4-7 Demande énergétique globale pour utilisation finale 66
4-8 Demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB réel 67
4-9 Part des combustibles pour utilisation finale par région en 1989 68
4-10 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Atlantique 72
4-11 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Québec 74
4-12 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Ontario 74
4-13 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Prairies 75
4-14 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du N-O 76
4-15 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Canada 76
4-16 Demande énergétique pour utilisation finale - Écart possible des prévisions 84

5-1 Exportations et importations annuelles d'électricité 90
5-2 Régions exportatrices du Canada et marchés à l'exportation aux États-Unis - Capacité approximative d'interconnexion 1990 92
5-3 Commerce interprovinciale net d'électricité 98
5-4 Exportations brutes d'électricité par catégorie 115
5-5 Exportations brutes d'électricité par type de combustible 116
5-6 Capacité de production par type de combustible 118
5-7 Production d'électricité 118
5-8 Prévisions des exportations d'électricité - comparaison entre le scénario de référence et les scénarios élevé et bas de 1988 121

6-1 Analyse du marché nord-américain du gaz naturel 124
6-2 Modèle nord-américain du gaz naturel régions d'offre et de demande et réseaux pipeliniers 128
6-3 Emplacements des régions d'offre de gaz naturel du NARG 131
6-4 Réserves établies de gaz naturel commercialisable 133
6-5 Profil du rythme des additions aux réserves de gaz naturel Ouest canadien 138
6-6 Coûts historiques des forages par mètre dans le BSOC 139
6-7 Coûts directs marginaux nets pour le scénario de référence et les tests de sensibilité de la ressource (y compris le taux de rendement pour le producteur) 140
6-8 Coûts directs marginaux nets pour le scénario de référence et les tests de sensibilité de la ressource (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur) 140

Liste des figures (suite)

6-9 Composantes des coûts directs du scénario de référence (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur) 140
6-10 Comparaisons des coûts du scénario de référence avec le rapport de 1988 (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur) 141
6-11 Ventilation par province des coûts directs du scénario de référence (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur) 141
6-12 Fourchette des coûts directs pour le gaz naturel canadien (y compris le taux de rendement pour le producteur) 142
6-13 Réserves restantes prouvées de gaz naturel américain 146
6-14 Coûts directs pour des régions d'offre sélectionnées en Amérique du Nord (y compris les bénéfices des producteurs) 150
6-15 Coûts directs pour des régions d'offre sélectionnées en Amérique du Nord (à l'exclusion des bénéfices des producteurs) 150
6-16 Rapport réserves/production aux É.-U. 152
6-17 Prévisions du prix du gaz naturel après traitement 163
6-18 Projection de prix du gaz naturel É.-U. continentaux (sauf l'Alaska) après traitement 163
6-19 Prévisions des prix du gaz naturel après traitement en Alberta 164
6-20 Prix du gaz naturel après traitement 164
6-21 Composantes du prix du gaz naturel après traitement en Alberta 164
6-22 Projections de la demande de gaz naturel aux États-Unis - Scénario de référence 165
6-23 Scénario de référence - Prix du gaz non captif et du mazout lourd, et demande de gaz non captif et de mazout lourd - Canada et États-Unis 166
6-24 Demande de gaz naturel aux États-Unis 168
6-25 Gaz naturel - Exportations et importations 172
6-26 Capacité de production des réserves établies dans le BSOC par catégorie 182
6-27 Capacité de production des réserves établies dans le BSOC par région 182
6-28 Additions aux réserves de gaz naturel commercialisables dans le BSOC 183
6-29 Forages exploratoires axés sur le gaz dans le BSOC 184
6-30 Répartitions des forages exploratoires dans le BSOC 185
6-31 Capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement 186
6-32 Capacité de production de gaz naturel 186
6-33 Offre et demande de gaz naturel 187
6-34 Scénario élevé des prix du pétrole - Prix du gaz non captif et du mazout lourd, et demande de gaz non captif et de mazout lourd - Canada et États-Unis 190
6-35 Scénario bas des prix du pétrole - Prix du gaz non captif et du mazout lourd, et demande de gaz non captif et de mazout lourd - Canada et États-Unis 191
6-36 Prévisions du prix du gaz naturel après traitement en Alberta 195
6-37 Prix du gaz naturel après traitement en Alberta - Fourchette des résultats 196
6-38 Demande au titre de l'utilisation finale en Amérique du Nord - Fourchette des résultats 197
6-39 Exportations canadiennes nettes - Fourchette des résultats 197
6-40 Production canadienne de gaz naturel - Fourchette des résultats 198

Annex 1
- Figure 1 199
- Figure 2 200
- Figure 3 200

Annex 2
- Figure 1 201
- Figure 2 202
- Figure 3 203

Liste des figures (suite)

7-1 Schéma de l'offre et de la demande de pétrole brut 208
7-2 Sources d'approvisionnement en pétrole brut 209
7-3 Réserves établies de pétrole brut léger classique et de pétrole brut lourd classique 214
7-4 Calendrier de démarrage des projets 223
7-5 Projection du taux des additions aux réserves primaires de pétrole brut - Ouest canadien 225
7-6 Coût historique du forage par mètre dans le BSOC 226
7-7 Forages exploratoires axés sur le pétrole Ouest canadien 229
7-8 Additions aux réserves de pétrole brut léger Ouest canadien 231
7-9 Comparaison des additions aux réserves de pétrole brut léger Ouest canadien 231
7-10 Additions aux réserves de pétrole brut lourd Ouest canadien 233
7-11 Comparaison des additions aux réserves de pétrole brut lourd Ouest canadien 234
7-12 Réserves restantes et additions aux réserves 235
7-13 Principales canalisations de collecte de pétrole brut 236
7-14 Offre de pétrole brut léger et d'équivalents 244
7-15 Offre de pétrole brut lourd 245
7-16 Offre totale de pétrole brut léger et d'équivalents 246
7-17 Composition et provenance de l'offre de pétrole brut et d'équivalents 247
7-18 Comparaison de différents coûts de l'offre et du scénario de prix du pétrole brut 248
7-19 Capacité totale de production de pétrole brut et d'équivalents du Canada 249
7-20 Principaux oléoducs et centres de raffinage 251
7-21 Exportations de pétrole brut léger par marché 1990 257
7-22 Exportations de pétrole brut lourd par marché 1990 259
7-23 Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents (comparaison avec les données présentées dans le rapport de 1988 sur l'offre et la demande) 265

8-1 Réseaux de livraison interprovincial et d'exportation des LGN 269
8-2 Réseau collecteur d'éthane en Alberta 270
8-3 Réseau collecteur des LGN en Alberta 270
8-4 Rendements en LGN - Scénario de référence 275
8-5 Offre et demande d'éthane - Scénario de référence 277
8-6 Offre et demande de propane - Scénario de référence 277
8-7 Offre et demande de butanes - Scénario de référence 277

9-1 Principales mines de charbon du Canada 283
9-2 Exportations de charbon par destination 286
9-3 Exportations de charbon 287
9-4 Production de charbon 290
9-5 Offre et demande de charbon au Canada - Scénario de référence 291

10-1 Diagrammes de l'énergie 294
10-2 Production d'énergie primaire par combustible - Canada 295
10-3 Demande intérieure d'énergie primaire par combustible - Canada 298

11-1 Émissions Canadiennes des gaz examinés dans ce rapport - sources anthropiques 302
11-2 Sources émettrices de CO_2 liées à l'énergie au Canada, par combustible 303
11-3 Sources émettrices de CO_2 liées à l'énergie au Canada, par secteur 303
11-4 Sources émettrices de NO_x liées à l'énergie au Canada 304
11-5 Sources émettrices de COV liées à l'énergie au Canada 305
11-6 Sources émettrices de CH_4 liées à l'énergie au Canada 306
11-7 Sources émettrices de SO_2 liées à l'énergie au Canada 307
11-8 Projection des émissions de gaz au Canada 311

Chapitre 1

Introduction

Depuis la publication du rapport de septembre 1988[1], quatre événements clés se sont produits sur les marchés mondial et nord-américain de l'énergie qui intéressent le Canada de façon particulière, à savoir :

- la faible variation des prix mondiaux du pétrole - entre 16 $ et 20 $ (en dollars US de 1990) pour le West Texas Intermediate (WTI) - jusqu'à l'éclatement de la crise au Moyen-Orient en août 1990, l'invasion du Koweit par l'Irak, et l'instabilité des prix du pétrole qui en a résulté; voilà qui contraste avec la situation des années antérieures, marquée par de brusques dégringolades des prix en 1982 et 1985-1986;

- l'essor qu'a connu le commerce du gaz naturel en Amérique du Nord;

- une certaine inquiétude à propos de la suffisance des sources d'approvisionnement à long terme en électricité aux États Unis;

- la sensibilisation accrue du public à la protection de l'environnement contre certains des effets de l'utilisation de l'énergie.

Pendant la période prolongée de croissance économique relativement forte que les pays de l'OCDE ont connue de 1983 à 1990, la demande de pétrole au sein de l'OCDE et dans le monde a connu une progression beaucoup plus modeste, à tel point qu'en 1989, la consommation de pétrole était tout juste supérieure au niveau de 1979. La demande supplémentaire a été comblée principalement par une augmentation de production dans les pays de l'OPEP. Dans le même temps, les réserves mondiales de pétrole ont augmenté comme elles ne l'ont jamais fait depuis les années 1950.

Comme la demande a crû de façon modérée et que l'approvisionnement a été relativement stable entre 1987 et le milieu de 1990, les **prix mondiaux du pétrole** n'ont pas augmenté de façon soutenue. Les prix au comptant du WTI ont principalement fluctué dans une fourchette de 16 $ à 20 $ le baril. Ce comportement du marché mondial du pétrole a exacerbé les tensions entre pays de l'OPEP dont les objectifs étaient incompatibles, certains préférant s'en tenir à une stratégie de stabilisation du marché mondial par des prix concurrentiels, d'autres souhaitant au contraire que l'on augmente immédiatement les prix pour obtenir les revenus souhaités à court terme.

Dans le sillage de la guerre du Golfe, l'incertitude subsiste quant à la collaboration que l'on peut attendre des pays producteurs de pétrole du Moyen-Orient relativement à l'offre et aux prix du pétrole dans l'avenir. Il importe de noter que tant sur le plan du fonctionnement que sur celui de l'évaluation des politiques des producteurs du Moyen-Orient, la crise qui a abouti à la guerre du Golfe n'a donné lieu qu'à une ascension relativement courte des prix mondiaux du pétrole. En données réelles, les sommets atteints au cours de la crise auront été bien inférieurs à ceux de 1981, pendant la guerre Iran-Irak. Il est à noter également qu'au moment où la guerre a commencé, les prix se sont brusquement effondrés. Il reste cependant qu'on ne peut s'attendre que les prix évoluent de façon linéaire, qu'ils risquent à l'avenir de fluctuer, parfois même de façon considérable. Toutefois, nous croyons qu'un certain nombre de facteurs limiteront l'étendue probable de ces fluctuations au cours des vingt prochaines années. L'ampleur de ces fluctuations dépendra de divers facteurs plausibles, susceptibles d'influer sur le jeu de l'offre et de la demande, y compris les répercussions de toute stratégie de l'OPEP. Le chapitre 2 traite de ces facteurs.

Depuis plusieurs années, on peut signaler, au nombre des principales caractéristiques du marché nord-américain du **gaz naturel** :

- la croissance des exportations de gaz canadien vers les États-Unis (elles sont passées de 781 PJ en 1986 à 1510 PJ en 1990);

- la stabilité relative des prix du gaz naturel;

- l'activité intense déployée pour augmenter la capacité de transport par pipeline, en particulier vers les marchés du nord-est des É.-U. et de la Californie, activité attribuable à la croissance réelle et prévue de la demande de gaz naturel sur ces marchés.

---

1 *L'énergie au Canada - Offre et demande 1987-2005*, résumé et rapport détaillé, Office national de l'énergie, septembre 1988.

Actuellement, l'offre est largement supérieure à la demande en Amérique du Nord, mais le marché devrait atteindre un meilleur équilibre dans les prochaines années. A plus long terme, il est difficile de dire si les ressources en gaz naturel disponibles dans les régions classiques au Canada et aux États-Unis se situeront dans une échelle de 800 à 1200 EJ ou même à un niveau supérieur. Cependant, si il y a à peine moins d'une décennie on pouvait se préoccuper d'une possible insuffisance de l'offre, aujourd'hui les principales incertitudes ont trait, d'une part, à la compétitivité des sources d'approvisionnement de rechange et à la taille du marché du gaz et, d'autre part, aux coûts futurs d'exploration et à l'ampleur et au choix du moment du changement de prix nécessaire pour renflouer la capacité productrice, selon les besoins. Dans une large mesure, les questions qui retiennent aujourd'hui l'attention sont la taille des marchés, le rôle du gaz dans le remplacement d'autres combustibles fossiles, l'évolution des prix, les modèles de circulation du produit et les projets d'exploitation. Toutes ces questions font l'objet d'une partie importante des analyses que renferme le présent rapport.

Ces quelque dernières années, la croissance de la demande d'**électricité** a souvent été supérieure aux attentes des services publics d'électricité, pour des raisons qui jusqu'à un certain point nous échappent encore. Pendant la même période, le public est devenu de plus en plus sensible aux répercussions environnementales et au coût que représente l'accroissement de la capacité de production et de transport d'électricité. Aucune technologie d'approvisionnement n'est exempte de répercussions sur l'environnement. L'un des moyens de résoudre le dilemme de l'offre et de la demande consiste à réduire l'accroissement de la demande en encourageant les économies d'énergie et l'efficacité énergétique, par diverses mesures. Personne ne nie qu'il est possible de faire beaucoup dans ce sens; les principales incertitudes tiennent à l'ampleur de ce potentiel et au coût de telles mesures, comparativement au coût d'accroissement de la capacité de production.

Dans le présent rapport, nous avons tenu compte, dans nos s de la demande d'électricité selon le scénario de référence, des programmes d'économie d'énergie et d'amélioration du rendement énergétique déjà annoncés. Au chapitre 11 (Énergie et environnement), nous proposons d'autres mesures pour améliorer le rendement énergétique; nous examinons en outre les facteurs environnementaux liés aux diverses solutions de rechange possibles en matière d'approvisionnement en électricité.

Dans notre rapport de 1988, nous disions que «l'on s'inquiète de plus en plus au Canada et à l'étranger que les modes d'utilisation actuels de l'énergie puissent ne pas être compatibles avec une **qualité acceptable d'environnement**»; nous faisions également valoir que les prémisses sur lesquelles repose notre gestion de l'énergie sont de plus en plus remises en question.

Depuis, les problèmes du réchauffement de la planète, des pluies acides et de l'ozone troposphérique inquiètent de plus en plus le public. Aux yeux de ce dernier, la production, le transport et la consommation de combustibles fossiles ne sont pas étrangers à la situation. On ne compte plus les études, les conférences et les démarches législatives auxquelles ont donné lieu les rapports entre l'utilisation des combustibles fossiles et l'environnement.

De toute évidence, le problème se situe à l'échelle de la planète; son importance et ses manifestations n'ont pas fini d'alimenter le débat. Les combustibles fossiles ne sont pas la seule - ni, dans certains cas - la principale source d'émissions de gaz à effet de serre; la part du problème attribuable au Canada est même négligeable. Néanmoins, dans le monde d'aujourd'hui, nul ne saurait fermer les yeux devant les répercussions potentielles de la consommation d'énergie sur l'environnement. Aussi, dans le présent rapport, avons-nous inclus des données sur les émissions qui intéressent de façon particulière ceux qui analysent les conséquences possibles de la consommation d'énergie au Canada sur l'environnement.

L'Office a toujours été pleinement conscient que d'énormes **incertitudes** entourent l'évolution future des marchés énergétiques, incertitudes découlant des aléas de l'offre et de la demande. Les observations éclairées qui nous ont été faites à la faveur de consultations, et l'expérience acquise font ressortir l'importance d'accorder plus de poids prépondérant aux principales incertitudes qui influent sur le comportement des marchés énergétiques. Dans ce dessein, nous analysons plus à fond l'incidence que peuvent avoir sur l'offre et la demande d'énergie d'autres projections de certaines variables clés.

Dans nos rapports de 1986[1] et 1988, nous avons fait ressortir les incertitudes liées à la performance économique et aux cours mondiaux du pétrole en analysant divers scénarios basés sur des prix mondiaux bas et élevés, et sur divers taux de croissance économique.

Pour bien cerner les domaines revêtant le plus d'intérêt et définir un cadre convenable correspon-

1 *L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005*, résumé et rapport détaillé, Office national de l'énergie, octobre 1986.

dant pour la présentation du présent rapport, nous avons décidé de nous attacher à d'autres points d'intérêt et d'incertitude qui méritent une analyse plus minutieuse, à savoir le comportement futur de marché nord-américain du gaz naturel, et la relation entre production d'énergie et consommation, d'une part, et entre production d'énergie et environnement, d'autre part.

Comme notre intention est d'approfondir notre analyse en ce sens, tout en nous en tenant à un nombre raisonnable de «scénarios» possibles, nous présentons un seul scénario de référence de l'offre et de la demande d'énergie au Canada fondé sur un seul ensemble de prix mondiaux du pétrole et de projections nationales et régionales de croissance économique.

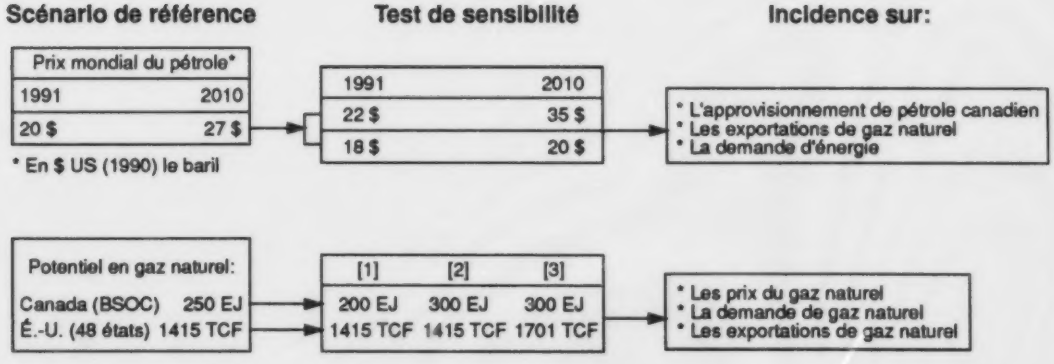
Nous ne considérons pas le scénario de référence présenté comme étant le plus probable. Ce scénario constitue le point central autour duquel s'articulent les tests ou épreuves de sensibilité que nous avons faits en fonction de variables clés auxquelles nous avons attribué une échelle de valeurs plausibles. Nous n'essayons pas d'attribuer des probabitlités de réalisation à l'intérieur de la plage de sensibilité utilisée, car nous les estimons toutes plausibles. Ceux qui se serviront de nos résultats pourront choisir la projection qu'ils préfèrent, en fonction de la valeur qu'ils accordent à la gamme d'hypothèses que nous avons vérifiées.

Nous soumettons certains résultats clés issus de notre scénario de référence à des épreuves de sensibilité à diverses hypothèses quant aux prix mondiaux du pétrole et à l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord, dans la mesure où une certaine controverse ou une certaine incertitude entoure ces deux facteurs et dans la mesure où chacun de ces deux facteurs pourrait avoir une incidence non négligeable sur l'offre et la demande d'énergie au Canada, ainsi que sur les perspectives du Canada dans le domaine du commerce international de l'énergie.

Le rapport de cette année diffère de notre rapport de 1988 par cette façon d'analyser l'incidence de divers prix du pétrole. Dans notre rapport de 1988, nous avons situé les prix mondiaux bas et élevés du pétrole dans le contexte d'une croissance économique mondiale et d'une demande de pétrole basses ou élevées. Si nous nous sommes écartés de cette méthode dans le présent rapport, c'est pour bien montrer que d'autres facteurs - entre autres, la stratégie d'approvisionnement retenue par les producteurs et les pays auxquels ils appartiennent et l'incidence de l'innovation technologique sur la production et sur la consommation - peuvent entraîner des fluctuations des prix du pétrole d'une certaine ampleur, dans les limites données de n'importe quelle projection du PIB.

La figure 1-1 montre la façon dont le scénario de référence et les tests de sensibilité sont présentés dans le présent rapport. Chaque test - qu'il s'applique aux prix du pétrole ou à l'offre de gaz naturel - est appliqué en regard du scénario de référence. Ces tests sont appliqués indépendamment les uns des autres. Chacun a pour objet d'évaluer l'incidence que peut avoir sur le scénario de référence la modification d'une hypothèse à

Figure 1-1
Étendue de l'analyse



la fois (sauf dans le cas d'un des tests de sensibilité à l'offre de gaz, pour lequel nous avons modifié deux hypothèses), toutes les autres hypothèses restant inchangées. Nous sommes conscients que l'effet d'un facteur pourrait se répercuter sur d'autres facteurs, et qu'il pourrait alors en résulter des effets secondaires sur l'offre et la demande d'énergie. A titre d'exemple, il se peut que des prix du pétrole plus faibles ou encore des coûts d'approvisionnement en gaz moins élevés aient pour effet de stimuler l'activité économique, ce qui aiguillonnerait la demande d'énergie, par ricochet.

Nous nous sommes bien gardés de convertir ces tests de sensibilité en des scénarios additionnels en bonne et due forme, et ce pour deux raisons. Premièrement, le principal objet des tests de sensibilité était de faire ressortir une échelle vraisemblable de résultats et de mieux comprendre ainsi le jeu des forces qui déterminent cette échelle de valeurs. Comme la plupart des répercussions de ces tests de sensibilité sont susceptibles de se faire sentir parmi les premiers effets d'une seule modification d'hypothèse, cela suffit pour attendre le principal objectif visé. Deuxièmement, il est nécessaire de poser certaines balises aux fins de notre analyse et conséquemment, de faire des choix quant au nombre ou au type de tests que nous appliquons et à leur complexité, et de fonder ce choix sur les aspects qu'il est le plus intéressant et le plus important d'observer.

Ces tests et le scénario de référence devraient aider le lecteur à tirer ses propres conclusions à propos de la structure et du fonctionnement des marchés de l'énergie au Canada, selon la valeur qu'il attribue lui-même aux diverses hypothèses dont nous avons examiné les conséquences.

1.1 Aperçu des chapitres

Le chapitre 2 décrit les hypothèses que nous avons retenues en matière de **prix pétroliers et de croissance économique** pour établir nos projections de l'offre et de la demande d'énergie pour le scénario de référence et pour chacun des tests de sensibilité aux prix du pétrole.

Le chapitre 3 présente les projections des **prix du gaz naturel et de l'électricité**.

Au chapitre 4, nous examinons la demande totale d'**énergie pour utilisation finale**, par secteur, par combustible et par région géographique. Nous étudions aussi la demande d'hydrocarbures pour des utilisations non énergétiques (surtout comme charges d'alimentation pétrochimiques). Les combustibles servent à fournir l'énergie pour utilisation finale; par exemple, les centrales thermiques consomment du charbon, du pétrole, du gaz naturel ou de l'uranium pour produire de l'électricité. La somme de ces besoins intermédiaires, de la demande au titre de l'utilisation finale et des pertes de conversion constitue la *demande d'énergie primaire*, également analysée au chapitre 4.

Au chapitre 5, nous analysons la capacité de production d'***électricité*** et la production d'énergie électrique, par province, permettant de répondre à la demande prévue, y compris la demande provinciale, les exportations garanties et le commerce interprovincial garanti. Nous abordons ensuite le commerce extraprovincial additionnel (ou non garanti) puis nous faisons part de nos projections relatives aux ressources énergétiques nécessaires à la production de l'électricité destinée aux marchés intérieurs et d'exportation.

Au chapitre 6, nous exposons d'abord nos modalités d'établissement des prix du ***gaz naturel*** et des flux de cette ressource. Nous énonçons ensuite nos principales hypothèses de base relativement aux ressources de gaz naturel et aux coûts d'approvisionnement pertinents au Canada et aux États-Unis, au réseau de gazoducs et aux droits perçus, aux marges de distribution ainsi qu'à la demande de gaz naturel du Canada et des États-Unis. Nous analysons ensuite les résultats obtenus pour le scénario de référence, y compris les prix au gisement après traitement, l'offre et la demande des É.-U., les exportations et les importations canadiennes, la demande intérieure et les diverses composantes de l'offre intérieure de gaz naturel. En dernier lieu, nous présentons les résultats des tests de sensibilité menés pour les prix du pétrole, les ressources de gaz canadien, les ressources de gaz nord-américain et les coûts filets.

Le chapitre 7 porte sur l'offre de ***pétrole brut et d'équivalents***. Nous examinons d'abord les ressources de brut classique et de bitume qui sous-tendent nos projections puis nous traitons des additions aux réserves et notamment de la méthode utilisée pour prévoir les coûts de l'offre et le calendrier des projets. Nous présentons ensuite nos estimations de l'offre, suivies de nos projections des besoins en charges de pré-raffinage et des profils de l'offre et de la demande de pétrole brut. Nous faisons finalement des observations sur les incidences que nos projections peuvent avoir sur les grands réseaux d'oléoducs transportant le pétrole brut.

Au chapitre 8, nous donnons d'abord un aperçu de la production canadienne de ***liquides de gaz naturel*** et de l'infrastructure de transport. Nous examinons ensuite la demande intérieure à l'égard de ces produits ainsi que les perspectives de l'offre de liquides de gaz naturel fondées sur la production

des usines de gaz naturel et des raffineries de pétrole brut. Le chapitre se termine par l'analyse des perspectives d'exportation de l'éthane, du propane et des butanes ainsi que des bilans de l'offre et de la demande de ces produits.

Le chapitre 9 commence par l'examen des ressources et des réserves de ***charbon***. Après avoir dégagé les prix de cette ressource, il traite des exportations, des importations et de la production intérieure.

Le chapitre 10 fait le bilan des sources et des utilisations de l'énergie, en intégrant les projections de la demande d'énergie canadienne sur le marché intérieur et le marché d'exportation ainsi que les projections de la production et de l'importation d'énergie primaire présentées dans les chapitres précédents. Il trace le bilan de ***l'offre et la demande d'énergie primaire*** et dégage les perspectives d'***exportations ou d'importations nettes***. Il situe également le Canada dans une perspective internationale, en comparant l'utilisation et la production énergétiques canadiennes à celles d'autres pays.

Le chapitre 11 porte sur les **émissions** de gaz carbonique, d'oxydes d'azote, de composés volatiles organiques, de méthane et de dioxyde de soufre associées à l'offre et à la demande d'énergie. Nous décrivons d'abord brièvement les grands dossiers environnementaux connexes et nous mettons en perspective la contribution du secteur énergétique en comparant les émissions liées à l'énergie à celles provenant d'autres sources. Nous exposons ensuite l'incidence du scénario de référence sur les émissions. Enfin, nous abordons les mesures de réduction des émissions liées à la demande d'énergie, à l'offre d'électricité ainsi qu'à la production et au transport du gaz naturel, du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du charbon.

Le chapitre 12 énonce nos **principales observations et conclusions** découlant de l'analyse présentée dans ce rapport.

L'annexe 1 renferme des **abréviations** de noms, de termes et d'unités, des **facteurs de conversion** et un **glossaire**. Les annexes 2 à 11 contiennent les données à l'appui des chapitres 2 à 11 respectivement.

Chapitre 2

Perspectives des prix du pétrole et du rendement économique du Canada

2.1 Prix mondiaux du pétrole

Malgré une période prolongée de forte croissance économique dans les pays de l'OCDE - environ 3,7 % par année depuis 1983 - la demande de pétrole des pays de l'OCDE et du reste du monde s'est accrue à des rythmes plus modestes de 1,6 % et de 1,8 % par année respectivement de 1983 à 1989[1]. En 1983, à 58 millions de barils par jour, la consommation de pétrole dans le monde était à son niveau le plus bas depuis 1979, année au cours de laquelle elle a culminé à 64,5 millions de barils par jour. En 1989, elle a atteint 64,7 millions de barils par jour, à peine un peu plus qu'en 1979.

En ce qui concerne l'offre pendant la même période, la part de la production mondiale des pays de l'OPEP s'est accrue légèrement pour passer d'environ 33 % en 1983 à 37 % en 1989, demeurant tout de même très en-dessous des 48 % de 1979. Depuis le milieu des années 1980, la croissance de la demande mondiale a été largement satisfaite grâce à une offre accrue des pays de l'OPEP. Entre 1985 et 1989, la production des pays non membres de l'OPEP a oscillé légèrement autour de 40 millions de barils par jour, alors que la production de l'OPEP est passée de quelque 18 à 23,5 millions de barils par jour.

À la fin de 1989, les réserves mondiales de pétrole dépassaient légèrement un billion de barils, et le ratio réserves mondiales/ production (R/P)) était d'environ 44:1, soit des niveaux historiques élevés. Le Moyen-Orient détenait près de 65 % des réserves mondiales, suivi par l'Amérique latine (surtout le Mexique et le Venezuela) avec 13 % et le reste du monde[2] avec 22 %, aucune région ne dépassant 6 % à elle seule.

Parmi les pays du Moyen-Orient, l'Arabie saoudite seule totalise près de 25 pourcent du total mondial. Et dans cette région, cinq pays- Abu Dhabi, l'Iran, l'Iraq, le Koweit et l'Arabie saoudite possèdent presque toutes les réserves de la région.

Le ratio R/P pour le Moyen-Orient était de plus de 100, celui de l'Amérique latine d'environ 51, alors que les autres régions avaient des ratios s'échelonnant entre 13 et 28. Les cinq pays du Moyen-Orient susmentionnés, tout en détenant 63 % des réserves mondiales à la fin de 1989, ne représentaient que 22 % de la production mondiale, alors que l'URSS et l'Amérique du Nord totalisaient quelque 20 et 17 % respectivement.

En somme, l'offre globale de pétrole brut classique est abondante, une bonne partie à prix bas, mais les réserves sont concentrées dans un petit nombre de pays du Moyen-Orient. Leur production est faible par rapport à leurs réserves, et ils ont la capacité de trouver et de produire davantage de pétrole à des coûts relativement faibles.

Cela nous porte à croire que les prix mondiaux du pétrole seront déterminés dans l'avenir, comme ils l'ont été dans le passé, par une combinaison des forces du marché et de la conjoncture politique, particulièrement au Moyen-Orient.

De 1900 à 1973, le prix réel du pétrole (en dollars US de 1990) a fluctué entre 5 et 20 $ le baril, n'excédant que rarement la fourchette des 7 à 12 $ le baril (figure 2-1).

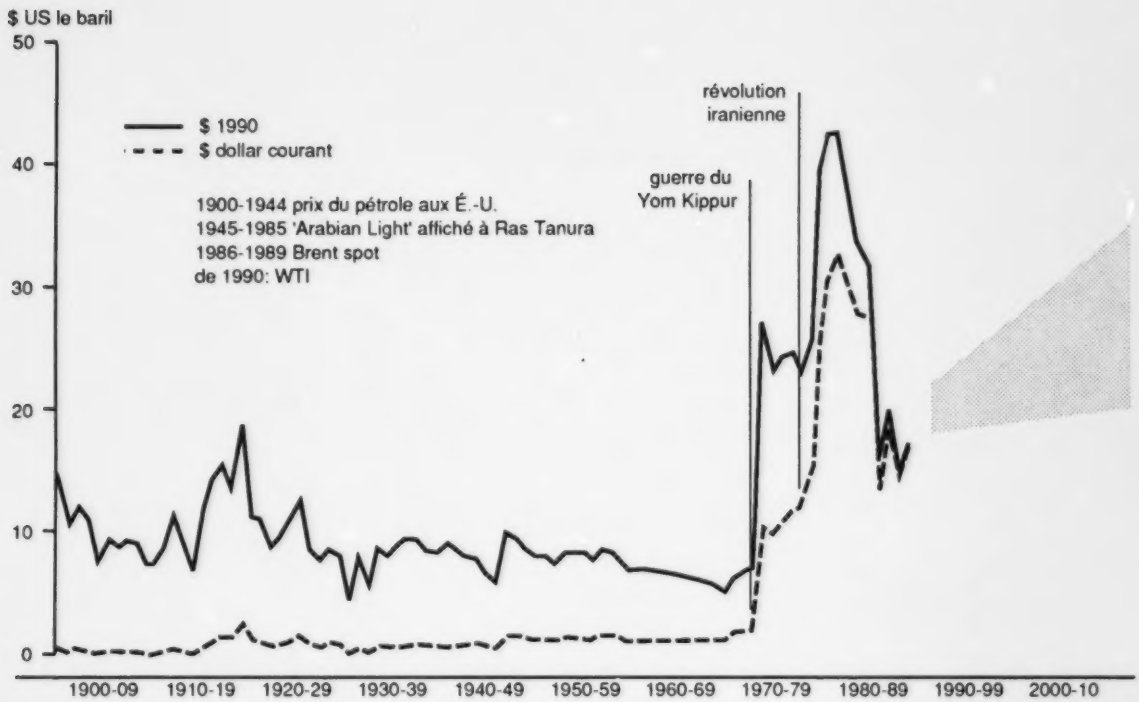
En 1920, les prix ont atteint un sommet de 20 $ en raison de la crainte, à l'époque, d'une pénurie aux États-Unis. Depuis 1973, les principaux changements survenus dans les prix mondiaux du pétrole ont été directement reliés à la conjoncture politique au Moyen-Orient. En 1974, quelque temps après la guerre d'Octobre 1973 et de l'embargo sur le pétrole, les prix ont bondi jusqu'à environ 31 $ (en dollars US de 1990), et en 1980, ils ont grimpé une fois de plus jusqu'à un sommet d'environ 48 $ le baril, peu après la révolution iranienne, donnant à penser que les craintes des consommateurs ont été à l'origine de la hausse des prix. Tant en 1974 qu'en 1980, les prix au comptant ont augmenté rapidement et les prix officiels de l'OPEP ont suivi le mouvement, à la suite de quoi l'organisation a "consolidé" ses gains, pour peu de temps cependant.

---

1 Les données de 1990 n'étaient pas disponibles au moment d'écrire ces lignes. La source des données citées dans cette introduction est le numéro de juin 1990 de la BP Statistical Review of World Energy.

2 Amérique du Nord, Afrique, URSS, Europe, Asie et Australie.

Figure 2-1
Prix mondiaux du pétrole



Source de données historiques: BP. Statistical Review of World Energy

En réponse aux hausses des prix du pétrole depuis le début des années 1970, les réserves mondiales ont connu une croissance considérable et se sont diversifiées alors que la demande mondiale a progressé très lentement à long terme. En fait, la demande mondiale a décliné substantiellement entre 1979 et 1983 sous la pression combinée de la récession et des prix élevés du pétrole, pour ensuite augmenter, aiguillonnée à la fois par la reprise économique et la chute des prix du pétrole. Les forces du marché ont empêché les prix du pétrole de se maintenir aux niveaux élevés du début des années 1980. Par ailleurs, des forces extérieures au marché ont empêché que les prix ne s'effondrent sous la barre des 13 $ le baril. Entre 1986 et le début de 1990, les prix ont fluctué entre 16 et 20 $ le baril.

Au cours de la première moitié de 1990, les prix se sont maintenus autour de 20 $ le baril. Le marché en était là lorsque l'Iraq a envahi le Koweit en août 1990 et que les sanctions des Nations Unies sont entrées en vigueur; le prix au comptant du WTI a alors atteint près de 35 $ le baril en octobre 1990, pour retomber à 27 $ en décembre. Il a ensuite chuté à 20 $ après le 15 janvier 1991, une fois que la réponse militaire de la Coalition à l'occupation iraquienne du Koweit eut dissipé une grande partie de l'incertitude du marché et qu'il devint de plus en plus évident que les autres producteurs compensaient la perte de l'approvisionnement iraquien et koweitien.

La pointe de 35 $ le baril enregistrée en octobre 1990 représente environ 73 % du niveau des prix atteints en 1980 (en dollars US de 1990), bien qu'en 1990 la quantité de pétrole du Moyen-Orient retirée

des marchés ait été de beaucoup supérieure à celle des crises précédentes. Comme pour les crises antérieures, la situation de l'offre et de la demande mondiales n'explique pas à elle seule l'ampleur de l'escalade des prix qui s'est produite; les accroissements de production en Arabie saoudite, en Iran, aux Émirats arabes unis et au Venezuela, combiné avec des prélèvements sur les stocks ont compensé l'interruption de l'approvisionnement iraquien et koweïtien.

De manière générale, l'expérience récente nous a montré que les ressources mondiales en hydrocarbures étant concentrée pour une bonne part dans une région du monde politiquement instable, il est à prévoir que les événements à caractère politique continueront à influer sur les prix à court terme du pétrole. Au moment d'écrire ces lignes, les conséquences de la guerre du Golfe ne sont pas encore visibles. Nous n'avons pas tenu compte de ce conflit dans nos projections du prix du pétrole en raison du caractère pas trop spéculatif d'une telle démarche. Sans compter qu'il pourrait bien se révéler un facteur négligeable dans le contexte d'une perspective d'une vingtaine d'années au cours desquelles les forces de l'offre et de la demande sur le marché mondial risquent fort d'avoir une influence considérable sur le comportement économique des pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP.

De cet aperçu historique de l'évolution des prix se dégagent plusieurs observations clés :

- les événements politiques qui s'expriment surtout, chez les consommateurs, par la crainte d'une pénurie, influencent les prix du pétrole;

- malgré cette instabilité, les prix du pétrole n'ont pas dépassé 20 $ le baril (en dollars US de 1990) depuis 1900, sauf entre 1974 et 1985, et pendant la seconde moitié de 1990;

- les forces de l'offre et de la demande sur le marché mondial limitent la portée d'un contrôle du genre cartel sur l'offre et les prix mondiaux; par ailleurs, un contrôle de ce genre limite l'importance d'une pression à la baisse soutenue sur les prix.

A la lumière de ces circonstances, il est raisonnable de supposer que les prix futurs du pétrole continueront de fluctuer en réponse aux événements politiques et aux conditions de l'offre et de la demande sur le marché mondial, éléments qui sont tous difficilement prévisibles. Par conséquent, l'analyse n'a du sens que si elle se fonde sur une échelle dans laquelle les prix du pétrole peuvent être soutenus pendant toute la période à l'étude.

Une échelle de prix du pétrole soutenables

Nous avons élaboré une échelle de prix soutenables à l'aide d'un raisonnement fondé sur le comportement passé des prix, des études à notre disposition et des rencontres avec des analystes bien informés et des participants aux marchés de l'énergie.

Pour établir les limites supérieures et inférieures d'une échelle, on évalue les hypothèses à la base de l'échelle proposée, et la possibilité que les prix soient *soutenus* à des niveaux supérieurs ou inférieurs à ces limites pendant la période.

Nous avons choisi notre échelle en nous fondant sur des méthodes de calcul utilisées dans des analyses comme celles présentées dans *Chevron World Oil Outlook 1990* et dans l'étude de l'ICRE, *World Oil Market (Le Marché mondial du pétrole)* de mars 1990. Nous avons également eu recours aux services d'entreprises comme la Petroleum Economics Ltd, de Londres, et aux résultats de l'Energy Modeling Forum[1], étude nº 11 (EMF 11), sur les marchés mondiaux du pétrole, publiée au printemps de 1991.

L'EMF 11 donne un aperçu fouillé particulier des genres de conditions que nécessiterait le maintien d'une échelle des prix très étendue pour ce qui est du pétrole, et l'analyse que l'on trouve dans cette étude s'est révélée des plus utiles pour arrêter le choix de notre propre échelle de prix.

Un des objectifs de l'étude de l'EMF était de trouver une trajectoire de prix qui présenterait un équilibre de l'offre et de la demande de pétrole à l'échelle mondiale. Voici les trois scénarios avec lesquels on a tenté d'y parvenir :

(1) Les pays de l'OPEP fonctionnent en concurrence plutôt qu'en cartel et le PNB mondial a une croissance de 2,9 % par année;

1 L'Energy Modeling Forum, dont le siège social se trouve à l'Université de Stanford à Palo Alto en Californie, est un organisme qui réunit des modélisateurs de systèmes énergétiques, des sociétés d'approvisionnement énergétique, des firmes de conseils et des organismes gouvernementaux. Le Forum effectue et publie des études sur des sujets spéciaux d'actualité, grâce à des analyses quantitatives et qualitatives qui sont menées par ses membres selon un programme de travail pré-établi pour chaque étude.

(2) Les pays de l'OPEP fonctionnent en cartel et le PNB mondial a une croissance de 2,9 % par année;

(3) Les pays de l'OPEP fonctionnent en cartel et le PNB mondial a une croissance de 3,9 % par année.

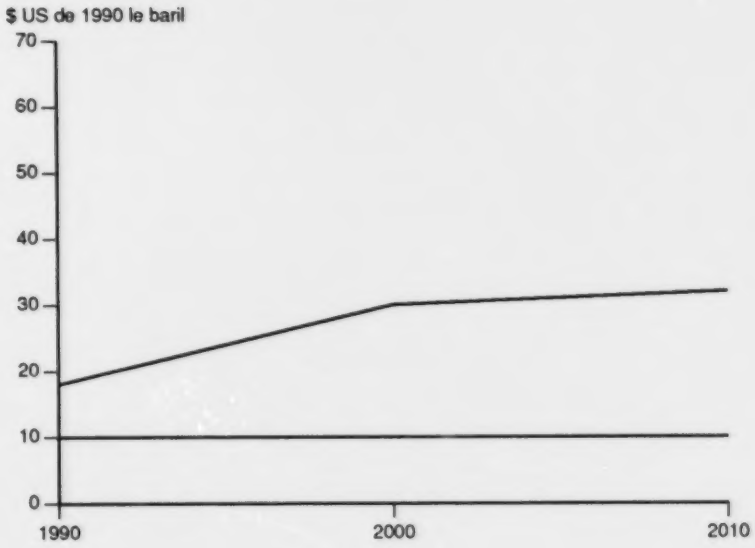
L'échelle des résultats pour chacun de ces scénarios est présentée ci-dessous.

Dans le premier scénario (qui suppose aucune cohésion entre les pays de l'OPEP et une croissance annuelle du PIB mondial de l'ordre de 2,9 %) l'échelle des résultats ressemblait[1] à celle de la figure 2-2.

La projection à 10 $ suppose que sans aucune cohésion au sein de l'OPEP et avec une bonne capacité d'offre à prix bas, la concurrence entre les producteurs dans l'approvisionnement du marché empêchera les prix du pétrole de dépasser les 10 $ le baril. Cette perspective ne peut pas être écartée du revers de la main, parce qu'en fonction de la demande, il existe dans le monde des *réserves* de pétrole pour cinquante ans dont le coût de production se situe sous la barre des 10 $ le baril. Par conséquent, dans un marché en forte concurrence, les prix pourraient même demeurer à moins de 10 $ le baril dans la mesure où les coûts de production déterminent un prix plancher pour le pétrole brut. Toutefois, un certain nombre de facteurs pourraient empêcher le prix du pétrole de demeurer à des niveaux aussi bas tout au long de la période considérée jusqu'en 2010. Par exemple, les coûts de remplacement (cycle complet) du pétrole provenant des pays non membres de l'OPEP dépassent généralement de beaucoup 10 $ le baril. Voilà, par conséquent, un facteur qui instaure une "valeur de rechange" pour l'offre du Moyen-Orient. D'aprés les participants à

Figure 2-2

Échelle de prix mondiaux du pétrole premier scénario: OPEP concurrentiel et croissance du PNB mondial de 2,9% par année



Source: D'après les résultats de EMF-11.

l'EMF 11, sachant cela, les pays membres de l'OPEP peuvent gagner à s'entendre juste assez sur la gestion de l'offre pour défendre un prix qui puisse concurrencer l'offre des pays non membres de l'OPEP[2]. La plupart des participants de l'EMF étaient d'avis que pour soutenir des prix du pétrole aussi bas, la croissance de la demande devrait être très basse et l'OPEP devrait être disposée à approvisionner une plus grande part du marché à ces prix; Les participants ont donc remis en cause la vraisemblance de ce scénario. Ces considérations forceraient le prix au-dessus de la limite inférieure de l'échelle de la figure 2-2.

L'extrémité supérieure de l'échelle illustre une demande de pétrole croissant à un rythme semblable à celui du PNB, ce qui maintient les prix constants. Une idée plus plausible est que l'amélioration du rendement combinée au remplacement du pétrole aurait pour résultat une croissance de la demande mondiale de pétrole inférieure à la croissance du PNB mondial. Nous obtiendrions alors des courbes de prix inférieures à la limite supérieure de l'échelle présentée à la figure 2-2.

1 Une donnée aberrante en 1990 à 7 $ le baril et une autre en 2010 à 48 $ le baril ne sont pas présentées.

2 Il se pourrait également que la stratégie optimale des pays de l'OPEP soit de fixer les prix en fonction de ceux qui s'appliquent à d'autres formes d'énergie.

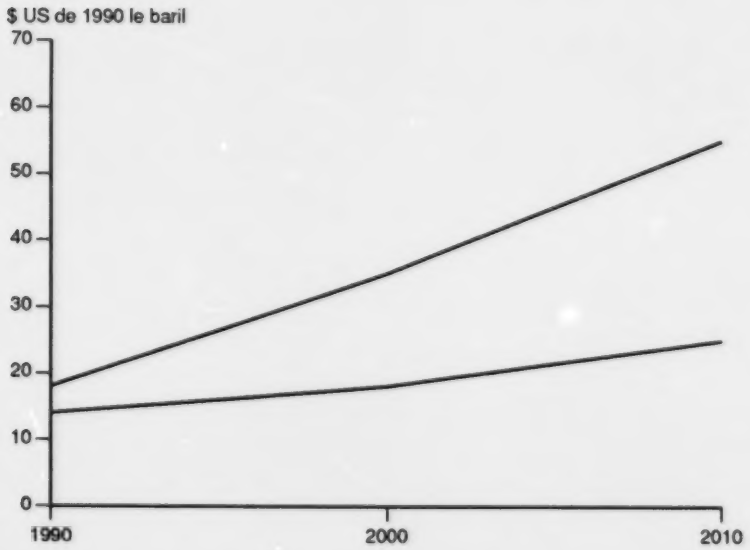
On a également obtenu des valeurs à l'extrémité supérieure de l'échelle parce que plusieurs modélisateurs ont maintenu des contraintes au développement de la capacité de l'OPEP; ainsi, une plus grande utilisation de la capacité a provoqué des augmentations de prix assez importantes. Quant aux autres résultats, ils sont le fruit du développement sans contraintes de la capacité de l'OPEP, ce qui a maintenu les prix généralement sous la base des 20 $.

Dans le deuxième scénario (l'OPEP fonctionnant en cartel, et une croissance du PNB mondial de 2,9 % par année) l'échelle des résultats ressemblait[1] à celle de la figure 2-3. De manière générale, les principaux facteurs à l'origine de l'énorme écart entre les extrémités inférieures et supérieures de l'échelle à la figure 2-3, sont des hypothèses différentes sur la croissance de la demande mondiale de pétrole et l'offre de l'OPEP ainsi que sa stratégie de fixation des prix lorsqu'elle se comporte en cartel.

L'extrémité supérieure de l'échelle reflète la combinaison d'une forte croissance de la demande et d'une stratégie de production restrictive de la part des pays de l'OPEP. Par contre, à l'extrémité inférieure, la croissance de la demande est plus faible et l'OPEP en tant que groupe se voit, à long terme, en concurrence avec les pays producteurs de pétrole non membres de l'OPEP ou avec d'autres combustibles, ce qui entraîne une augmentation de la production afin de répondre à la demande à des prix plus bas, afin de préserver un marché stable à long terme pour le pétrole de l'OPEP.

Figure 2-3

Échelle de prix mondiaux du pétrole deuxième scénario: cartel de l'OPEP et croissance du PNB mondial de 2,9% par année



Source: D'après les résultats de EMF-11.

Dans ce scénario, à titre d'exemple de conditions de l'offre et de la demande qui produisent une échelle des prix éventuels très étendue, citons l'an 2010, situé à l'extrémité inférieure de l'échelle, où la demande mondiale est d'environ 60 millions de barils par jour alors que l'offre de l'OPEP est d'environ 43 millions de barils par jour. A l'extrémité supérieure de l'échelle, la demande est d'environ 78 millions de barils par jour et l'offre de l'OPEP est de près de 33 millions de barils par jour.

Selon nous, une bonne partie de la portion supérieure de cette échelle dépend d'une combinaison improbable d'une croissance de la demande assez élevée, étant donné le rythme rapide de l'escalade des prix, et d'une production de l'OPEP assez restrictive, compte tenu de la stratégie de marché récente des principaux producteurs du Golfe comme l'Arabie saoudite, le Koweit et les Émirats, qui ont augmenté leur production pour répondre à la demande accrue à des prix oscillant autour de 20 $ et même en-deçà.

La production et la stratégie de fixation des prix de l'OPEP dans la portion inférieure de l'échelle indiquent que les contraintes sur l'offre et l'escalade des prix se soldent par une réduction de la demande et l'émergence d'une offre compétitive de la part des pays non membres de l'OPEP qui, une fois en place, est disponible pendant de nombreuses années à de faibles coûts d'exploitation. En réponse, l'OPEP augmente considérablement son offre afin de conserver une part importante du marché. Il peut sembler difficile d'imaginer une situation dans laquelle l'OPEP n'augmenterait

1 Une valeur aberrante à environ 37 $ le baril en 1995 a été éliminée.

pas rapidement ses prix une fois qu'elle maîtriserait une large part du marché. Cependant, un modèle de l'EMF 11 élaboré par Decision Focus Inc.(DFI), a calculé une politique de production à long terme de l'OPEP fondée sur la règle de la maximisation de la valeur actualisée des revenus, a donné une production élevée de l'OPEP et des prix dans l'extrémité inférieure de l'échelle de la figure 2-3. Ce résultat provient de ce que le DFI a adopté une projection de croissance modeste de la demande de pétrole (compatible avec une projection récente de la U.S. Energy Information Administration) et émet l'hypothèse qu'une augmentation des prix du pétrole entraînerait une offre assez élastique des pays non membres de l'OPEP.

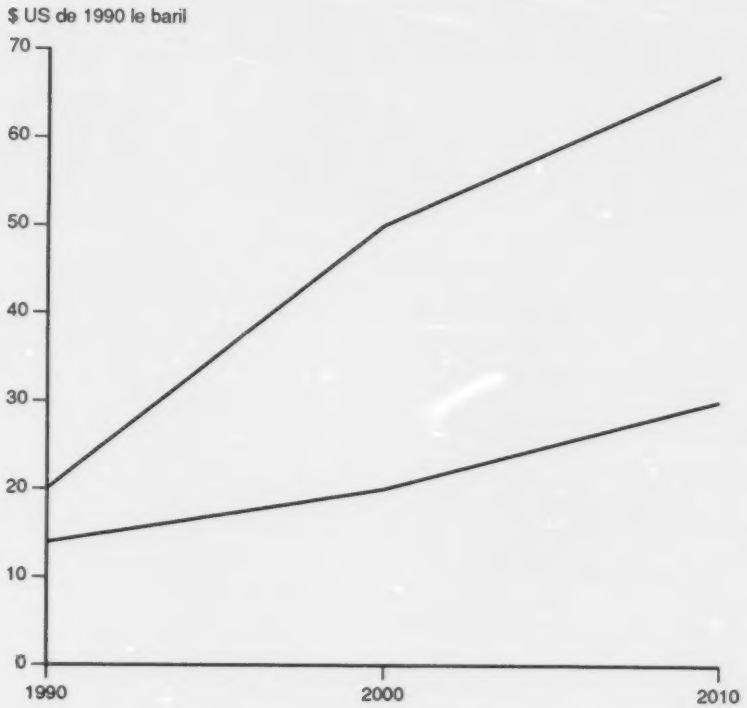
Dans le troisième scénario (l'OPEP fonctionnant en cartel et une croissance du PNB mondial de 3,9 % par année), l'échelle des résultats a été à peu près conforme à celle de la figure 2-4. L'analyse et les résultats qui y sont présentés sont semblables à ceux de la figure 2-3, mais avec plusieurs dollars par baril de plus grâce à un PNB plus fort et à une meilleure croissance de la demande de pétrole. Supposer que les prix se maintiendraient dans la partie supérieure de cette échelle en raison d'une économie mondiale croissant à un rythme de près de 4 % par année pendant les 20 prochaines années, signifierait tenir pour acquis qu'il n'y aurait que peu d'amélioration de l'efficacité des pays à assurer leur autonomie énergétique en matière de pétrole, de sorte que, malgré des prix du pétrole très élevés, la demande mondiale augmenterait d'environ 20 millions de barils d'ici 2010 et l'offre de l'OPEP se limiterait à 30 ou 35 millions de barils par jour. Nous croyons que cette combinaison de facteurs est peu probable; par conséquent, nous avons choisi de ne pas utiliser une échelle de prix assez étendue pour englober ces hypothèses.

Voici les principaux éléments à la base de notre évaluation d'une échelle de prix soutenables :

- entre 1989 et le milieu de 1991, les prix du pétrole ont été d'environ 20 $ US le baril; ils ont ensuite subi une poussée à la hausse d'août à décembre 1990 en raison de la crise du golfe Persique, pour retomber peu de temps après au niveau des 20 $ le baril ou moins;
- la consommation mondiale de pétrole augmentera probablement lentement, dans le contexte d'une croissance économique mondiale se situant entre 2,5 et 3,0 % par année;
- on s'attend que le coût marginal de l'offre des pays non moyen-orientaux augmentera avec une production cumulative, bien que les progrès technologiques dans l'exploration

Figure 2-4

Échelle de prix mondiaux du pétrole troisième scénario: cartel de l'OPEP et croissance du PNB mondial de 3,9% par année



Source: D'après les résultats de EMF-11.

et l'exploitation du pétrole pourraient probablement amoindrir l'impact sur les coûts de l'épuisement des ressources, et

- pourvu que la demande mondiale de pétrole augmente modestement, l'offre mondiale à faible coût sera probablement suffisante pour soutenir les prix du pétrole à l'intérieur d'une échelle passablement étroite pendant la période des projections.

Notre échelle de prix du pétrole est celle présentée à la figure 2-5. Elle se situe (en dollars US de 1990) entre 18 et 22 $ le baril en 1991, et passera entre 20 à 35 $ le baril en 2010.

Nous ne voulons pas donner un caractère rigide à la taille ou à la nature de cette échelle. Elle pourrait être plus large, mais plus elle le sera, moins grande sera la probabilité que les prix soient *soutenables* autour des limites supérieures et inférieures. Il ne faudrait pas non plus considérer ces limites comme définitives. Elles sont données à titre indicatif plutôt qu'en tant que points de déclenchement précis d'un ajustement ultérieur du marché.

La figure 2-6 situe l'échelle de l'ONE dans le grand tout des résultats de l'EMF. Plusieurs modélisateurs de l'EMF ont obtenu des résultats semblables à l'échelle que nous avons choisie, particulièrement les résultats obtenus par Decision Focus Inc. dans le cadre de l'étude de l'EMF, et par l'Institut canadien de recherche énergétique.

Figure 2-5
Projections de prix mondiaux du pétrole de l'ONE

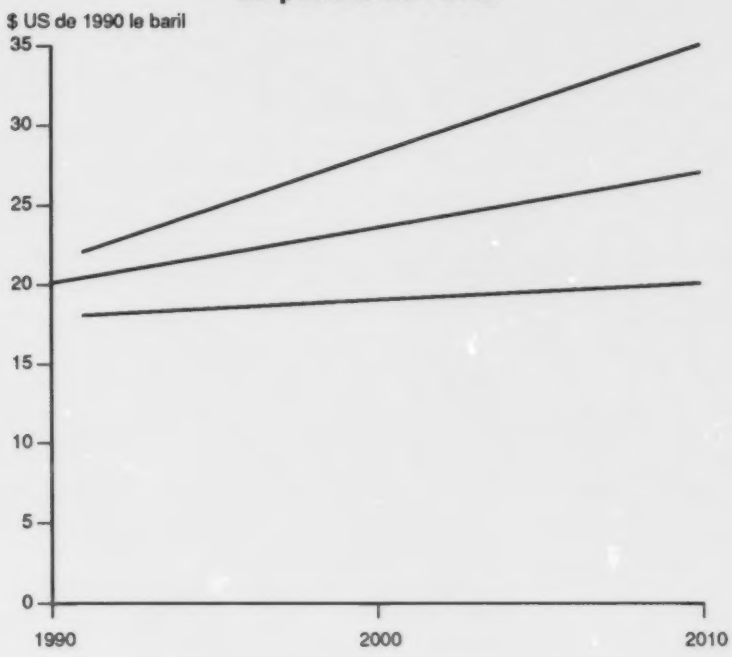
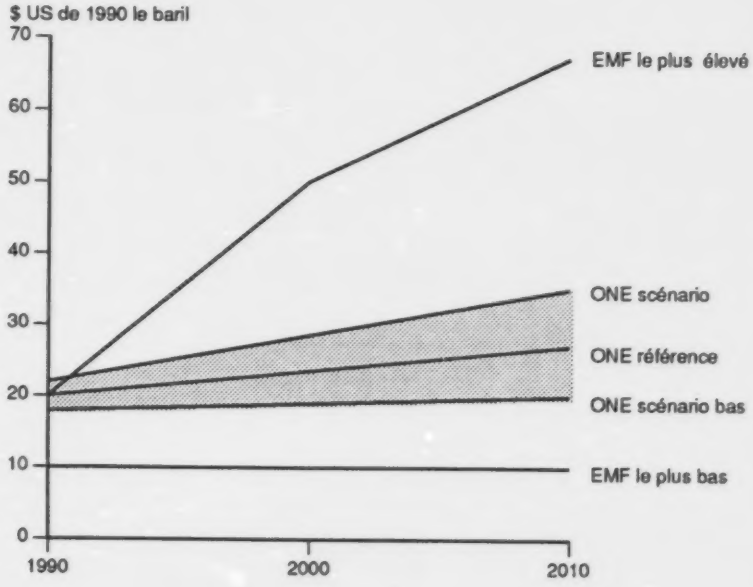


Figure 2-6
Comparaison des échelles de prix mondiaux du pétrole de l'ONE/EMF



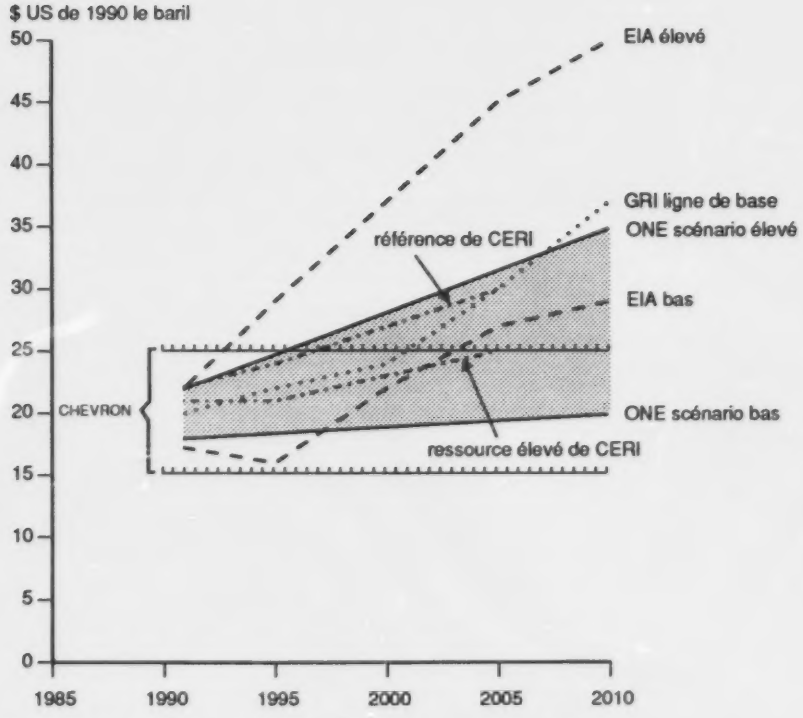
La figure 2-7 présente l'échelle de l'ONE par rapport à plusieurs autres projections d'organismes publics : l'U.S. Energy Information Administration[1], le Gas Research Institute[2], Chevron Incorporated[3] et l'Institut canadien de recherche énergétique[4].

N'importe quand, les prix du pétrole pourraient sortir des limites de cette échelle pour toutes sortes de raisons. Toutefois, si cela se produisait, nous prévoyons que le marché réagirait afin de ramener les prix à l'intérieur de l'échelle.

Si les prix dépassaient la limite supérieure de l'échelle pendant un moment, ils seraient suffisamment élevés pour réduire le rythme de croissance de la demande et pour entraîner une offre additionnelle des pays non membres de l'OPEP. (A titre d'exemple, au Canada, les sources de pétrole à coûts de production plus élevés comme les projets d'exploitation des sables bitumineux et l'amélioration de la récupération de pétrole deviendraient des possibilités d'investissement plus alléchantes.) Une fois que ces sources seront en exploitation, elles le resteront tant que les prix seront suffisants pour récupérer les coûts ordinaires (plus bas) permettant ainsi aux prix de revenir dans les limites de l'échelle à la suite d'un affaiblissement de la demande et d'une augmentation de l'offre.

Figure 2-7

Comparaison des projections de prix récents du pétrole



* Exclut le scénario de référence de CERI au moment où les prix ont atteints $35 le baril ($21 le baril d'après les scénarios 'OPEC Price Gain' et 'Environmental').

Si le prix du pétrole chutait sous la limite inférieure de l'échelle et y demeurait pendant quelque temps, les principaux pays producteurs subiraient d'importantes pertes de revenus en termes réels relativement à leurs besoins courants, et si la conjoncture politique était appropriée, il serait vraisemblable qu'ils coopèrent suffisamment pour restreindre leur production et maintenir les prix *au moins* à l'intérieur de la limite inférieure de l'échelle. Cette hypothèse est raisonnable compte tenu que :

- un prix du pétrole de 18 $ le baril en dollars US de 1990 est l'équivalent d'environ 7 $ le baril en dollars US de 1974;
- depuis 1974, les pays de l'OPEP ont orienté leurs économies vers des prix réels largement supérieurs à celui-là;
- dans le cas des grandes quantités provenant des nouveaux champs pétroliers, les coûts de remplacement (cycle complet) pour les pays non membres de l'OPEP excèdent probablement les 18 $ le baril en dollars US de 1990.

Nous croyons que si les prix sortaient de ce corridor pendant un certain temps, des réactions correctrices auraient tôt fait de les y ramener. L'expérience des années 1974 à 1979 indique que la demande baissera et que l'offre des non-membres de l'OPEP augmentera quand les prix grimperont au-delà de la limite supérieure des 20 $ le baril, et l'expérience du début des années 1970 et de 1986 permet de prévoir que des prix sous la barre des 18 $ stimuleront

1 U.S. Energy Information Administration Annual Energy Review 1990,
2 GRI Baseline Projection 1991,
3 Chevron World Energy Outlook 1990,
4 CERI World Oil Market Projections (ICRE Projections sur le marché mondial du pétrole) 1990-2005, mars 1990.

Tableau 2-1

La projection du prix du pétrole dans le scénario de référence

	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	Variation en pourcentage par année (2010:1989)
Hypothèses								
Prix mondial du pétrole ($ 1990)	**20,5**	**24,5**	**20,3**	**21,6**	**23,2**	**25,0**	**27,0**	
Var. en % /année		19,1	-17,0	1,5	1,5	1,5	1,5	
Taux de croissance du PNB								
Indice de l'OCDE (1989=1)	**1,00**	**1,03**		**1,15**	**1,29**	**1,44**	**1,61**	**2,3**
Var. en % /année				2,3	2,3	2,2	2,2	
Indice des SDL (1989=1)	**1,00**	**1,04**		**1,23**	**1,46**	**1,73**	**2,06**	**3,5**
Var. en % /année				3,5	3,5	3,5	3,5	
CONSOMMATION (10^6b/j)								
Total de l'OCDE	**37,5**	**37,7**		**40,1**	**41,9**	**43,2**	**44,4**	**0,8**
Var. en % /année		0,5		1,2	0,9	0,6	0,5	
Total des SDL	**14,5**	**15,3**		**16,9**	**18,8**	**20,9**	**23,2**	**2,3**
Var. en % /année		5,5		2,1	2,1	2,1	2,1	
CONSOMMATION TOTALE	**52,0**	**53,0**		**57,0**	**60,7**	**64,0**	**67,5**	**1,3**
Var. en % /année		1,9		1,5	1,3	1,1	1,1	
OFFRE (10^6b/j)								
Non-membres de l'OPEP								
Total de l'OCDE	**15,9**	**15,8**		**15,8**	**14,7**	**13,8**	**12,8**	
Total en expansion	**9,6**	**9,9**		**9,9**	**9,9**	**10,3**	**10,6**	
Exportations nettes des PEP	2,1	1,7		1,9	1,5	0,8	0,0	
Gains obtenus de la transformation	1,1	1,3		1,1	1,2	1,3	1,4	
Total des pays non membres de l'OPEP	**28,7**	**28,7**		**28,7**	**27,3**	**26,1**	**24,8**	
Brut de l'OPEP	**21,7**	**23,0**		**26,0**	**30,7**	**34,9**	**39,3**	
LGN de l'OPEP	1,9	1,9		2,3	2,7	3,1	3,4	
TOTAL DE L'OPEP	**23,6**	**24,9**		**28,3**	**33,4**	**38,0**	**42,7**	
OFFRE TOTALE	**52,3**	**53,6**		**57,0**	**60,7**	**64,0**	**67,5**	

suffisamment la cohésion au sein de l'OPEP pour protéger un rendement minimal acceptable pour le groupe de producteurs : l'OPEP perdrait des revenus plutôt que d'augmenter sa part du marché si les prix tombaient beaucoup plus bas que 18 $. Le corridor est plus étroit à court terme qu'à long terme, reflétant en cela la situation actuellement rassurante quant à la perspective de l'offre, une faible croissance de la demande, des difficultés dans l'immédiat à instaurer une discipline de cartel. Il s'élargit avec le temps, reflétant en cela une plus grande possibitlité que le prix soutenable à long terme augmente avec la croissance de la consommation cumulative et que l'offre des pays non membres de l'OPEP devienne plus coûteuse.

Nous avons choisi une projection de scénario de référence qui, en gros, se situe au milieu de notre échelle. Les prix passent (en dollars US de 1990) d'environ 20 $ le baril en 1991 à 27 $ le baril en 2010.

Le tableau 2-1 présente un profil de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale qui cadre avec notre projection des prix du scénario de référence. D'autres profils pourraient aussi convenir, en autant que nous n'envisagions pas une relation rigide entre des caractéristiques spécifiques de l'équilibre de l'offre et de la demande et le prix du pétrole.

Le choix d'une trajectoire précise des prix dans un scénario de référence est nécessaire pour calculer les projections de l'offre et de la demande. Puisque nous croyons que l'évolution des prix autour de la projection du scénario de référence est tout aussi vraisemblable que le mouvement des prix le long de celle-ci, nous présenterons également dans les chapitres suivants une gamme des comportements de l'offre et de la demande correspondant à la trajectoire de notre échelle des prix du pétrole soutenables.

Bien que nous soyions conscients qu'à long terme les principaux facteurs influant sur les prix du pétrole sont la croissance de la demande, le coût de l'offre des pays non membres de l'OPEP et l'évolution de la situation politique au Moyen-Orient, nous insistons sur le fait qu'aucun de ceux-ci ne peuvent être prévus avec suffisamment de certitude pour désigner la projection la plus probable de l'échelle. Nous croyons, cependant, que notre échelle reflète les résultats soutenables les plus vraisemblables jusqu'en 2010, fondés sur l'examen des facteurs passés et actuels qui influencent les marchés du pétrole, et sur les avis tirés d'études récentes et de consultations.

2.2 Niveau d'activité macroéconomique au Canada

Le taux et l'ampleur de la croissance économique du Canada sont des déterminants importants des quantités et des formes d'énergie dont le Canada aura besoin pendant la période des projections. Comme l'énergie sert à la production de biens et de services, il en résulte que - toutes choses étant égales par ailleurs - la demande d'énergie au Canada sera d'autant plus forte que le taux de croissance économique sera plus élevé. Cependant, la structure de l'activité économique exerce aussi une forte influence sur le niveau et la composition de la demande d'énergie au Canada. Dans les processus de production, certaines industries consomment beaucoup plus intensivement de l'énergie que d'autres; et dans une industrie en particulier, le type d'énergie utilisée peut varier en fonction des diverses techniques de production utilisées. Les combustibles fossiles constituent un intrant dans la production de biens tels que les matières plastiques et synthétiques, et les produits chimiques destinés à l'industrie et à l'agriculture. Par conséquent, toute évaluation de la demande d'énergie au Canada dépend non seulement du niveau général d'activité économique, mais également de la composition et du caractère technique de cette activité.

Dans le présent chapitre, nous examinons, globalement et par secteur, les perspectives macroéconomiques du Canada pendant la période des projections. Ces perspectives influent de manière significative sur les projections concernant la demande d'énergie dont traite le chapitre 4 du présent rapport.

À long terme, la performance économique d'ensemble du Canada sera déterminée par les taux d'accroissement de la population active et de la productivité. Ces facteurs déterminent le taux de croissance potentielle de l'économie.[1]

On connaît avec une relative certitude le taux de croissance de la population active. En multipliant le taux de participation au marché du travail par la population en âge de travailler, on obtient la population active. Il est généralement admis

1 Le taux de croissance potentielle est égal approximativement à la somme des taux de croissance de la population active et de la productivité. Il représente le niveau maximal de croissance par rapport à un taux donné de chômage. Cependant, dans une conjoncture internationale favorable, ou dans le contexte d'une politique monétaire et fiscale canadienne plus souple, le taux de croissance de l'économie canadienne pourrait dépasser le taux potentiel pendant un certain temps, s'il existe des ressources sous-utilisées au sein de l'économie. Si, au contraire, la conjoncture est internationale est défavorable, la croissance de l'économie canadienne pourrait être inférieure au taux de croissance potentielle; le pays pourrait alors connaître une montée du chômage.

que la croissance démographique du Canada ralentira avec la baisse des taux de fécondité. La population qui constituera la base de la population active, ces vingt prochaines années, est déjà déterminée dans une large mesure, bien que des hypothèses relatives à l'immigration nette puissent avoir une incidence modeste sur l'ensemble de la population en âge de travailler. Pour les besoins de nos projections, nous avons estimé que le niveau d'immigration brut augmentera, pour passer de 160 000 personnes en 1990 à 256 000 en l'an 2010[1]. (Le niveau net de l'immigration passe de 120 000 personnes en 1990 à 165 000 en 2010.) L'augmentation du taux de participation des femmes au marché du travail a connu un ralentissement ces dernières années. Nous prévoyons certes quelques gains continus à l'avenir, mais nous ne nous attendons pas à des taux de croissance aussi élevés que ceux des années 70. Compte tenu des tendances dans la participation des femmes et de l'effet de la répartition selon l'âge au sein de la population en âge de travailler, le taux de participation général devrait se stabiliser autour de 68 %. Si la population en âge de travailler diminue comme nous le prévoyons et si le taux de participation se stabilise, nous prévoyons que la croissance de la population active ralentira, comparativement aux taux actuels légèrement supérieurs à un pour cent par an au cours des années 90, pour passer à quelque 0,6 pour cent par an entre les années 2000 et 2010.

Il est plus difficile d'établir des projections de la productivité. Pendant les années 60, la production, par habitant, au Canada s'est accrue de presque 3 % par an, mais cette performance a connu une érosion progressive au début des années 70 et le taux d'accroissement annuel est tombé à 0,1 % seulement entre 1973 et 1981. Ce taux s'est légèrement rétabli au cours des années 1980, le taux de croissance annuel moyen atteignant quelque 1,2 %.

Nous prévoyons que la productivité croîtra à un rythme légèrement inférieur à un pour cent au cours des années 90. Des investissements plus vigoureux dans les années 90 amélioreront l'efficacité des immobilisations et stimuleront une croissance de la productivité qui atteindra environ 1,3 % entre l'an 2000 et 2010.

Nous savons que, pour un taux de chômage donné, la croissance économique équivaut à peu près à la somme de la croissance de la population active et de la croissance de productivité. Nos projections quant au comportement de ces deux facteurs supposent un taux moyen de croissance du PIB réel[2] au Canada légèrement inférieur à 2,5 pour cent par année[3], à long terme. Les cycles conjoncturels généreront, bien entendu, des taux de croissance tantôt supérieurs, tantôt inférieurs au taux précité. Nous ne chercherons pas à rendre compte de ces fluctuations possibles.

La croissance économique aux États-Unis, principal partenaire commercial du Canada, affiche un profil à long terme largement comparable. Nous n'avons apporté aucune modification majeure en ce qui a trait à la structure du commerce international. Dans ce contexte, cependant, nous prévoyons une légère dépréciation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar US; il passera de 85 cents (US) en 1990 à un niveau de 80 cents (US) d'ici 1995. Cette dépréciation est attribuable à la réduction de l'écart entre les taux d'intérêt canadiens et américains, écarts qui étaient très marqués en 1990 et 1991. Le taux de change demeure constant à 80 cents (US), pour le reste de la période visée par les projections.

Un aspect important de nos projections macroéconomiques - particulièrement dans la détermination de la demande d'énergie - est la croissance relative des industries de «biens» et «services». Au nombre des industries productrices de biens (le secteur industriel), mentionnons les forêts, les mines, l'industrie manufacturière et la construction. Dans ce secteur, les industries consommant le plus d'énergie sont les mines, les pâtes et papier, le fer et l'acier, la fonte et l'affinage, les industries chimiques, le ciment et les raffineries de pétrole.

Le secteur des services (le secteur commercial) englobe quatre catégories distinctes : le commerce de gros et de détail; les établissements financiers, l'assurance et l'immobilier[4]; les services publics et privés et l'administration publique. Pour établir nos projections de la demande d'énergie, nous traitons séparément l'agriculture,

---

1 Bien que cette projection soit antérieure à l'annonce en octobre 1990 d'un relèvement des contingents d'immigration, leur prise en compte n'aurait qu'un effet négligeable sur les taux de croissance démographique et économique.

2 Cette comparaison repose sur un PIB estimé sur la base des prix sur le marché. Cependant, dans tous les autres cas, nous utilisons le PIB basé sur le coût des facteurs, ce qui est compatible avec les estimations par industrie et province.

3 Ces résultats se comparent avec les prévisions de 2,5 et 2,6 % établies par Informetrica et Data Resources of Canada. Informetrica Limited, Post I-1990 Reference Case, août 1990; Data Resources of Canada, DRI Fall 1990/ Winter 1991 Long Range Focus, octobre 1990.

4 Nous excluons les redevances et les loyers implicites dans le cas des établissements financiers, de l'assurance et de l'immobilier. Aucune demande d'énergie n'est en effet liée à cet extrant. Notre définition du PIB du secteur commercial et du secteur des services exclue conséquemment aussi les redevances et les loyers implicites.

les services d'utilité publique et les transports, le stockage et les communications.[1]

Durant les dix dernières années, la part des services (définie ci-dessus) dans le produit intérieur brut réel est demeurée constante, tout comme la part des industries productrices de biens. Cet aspect revêt une grande importance pour nos prévisions, car l'utilisation d'énergie par dollar d'extrant réel dans le secteur industriel est de quatre à cinq fois supérieure à celle du secteur commercial. Toutefois, dans le secteur industriel, un sous-ensemble d'industries à forte consommation d'énergie utilise à peu près dix fois plus d'énergie par dollar de produit réel que les autres industries. L'évolution prévue des industries à forte consommation d'énergie est donc également importante pour nos projections de la demande.

Tableau 2-2

Production par secteur

taux annuels moyens de croissance (%)

	1989-95	1995-00	2000-05	2005-10	1989-10
secteur industriel	2,5	2,5	2,7	2,9	2,6
foresterie	1,5	0,9	0,8	1,0	1,1
mines	2,3	1,3	1,7	0,5	1,5
industrie manufacturière	2,8	2,7	2,9	3,5	3,0
construction	2,0	2,8	2,7	2,8	2,5
industries à forte consommation d'énergie [a]	2,4	1,7	1,8	1,3	1,8
secteur commercial	1,9	2,1	2,1	2,0	2,0
produit intérieur brut total	**2,2**	**2,2**	**2,3**	**2,3**	**2,2**

Nota: Produit intérieur brut réel, selon coût des facteurs (dollars de 1981).
[a] Mines, fonte et affinage, fer et acier, pâtes et papiers, produits chimiques, ciment, raffinage du pétrole.

Dans le cadre de nos prévisions de l'activité économique, nous avons établi, à l'interne, des évaluations comparables de la répartition des produits, par industrie. La part de la production industrielle dans le produit intérieur brut réel passe de 33 % en 1990 à environ 36 % en 2010. L'apport à la production globale des industries à forte consommation d'énergie, qui a été de 11 pour cent en 1989, serait de 10 pour cent en 2010.

Dans le secteur industriel, l'industrie manufacturière connaît la plus forte croissance, de l'ordre de 3 % par année, pour la période de 1989 à 2010. La croissance des industries à forte consommation d'énergie est légèrement inférieure à celle de l'ensemble des industries manufacturières et à celle de l'ensemble des industries productrices de biens (voir tableau 2-2). La composition de la demande d'exportation favorise la fabrication des biens durables et, dans une moindre mesure, celle des biens non durables. Parmi les industries à forte consommation d'énergie, les pâtes et papier devraient éprouver des difficultés liées à la disponibilité de la ressource dans l'avenir, qui freineront la croissance de sa production. Les autres grandes industries canadiennes d'exploitation de ressources feront face à la concurrence croissante des pays en développement qui sont en train de développer leur secteur des ressources et de pénétrer les marchés mondiaux.

En 2010, la production du secteur commercial représentera 43 % de la production globale, en regard de 45 % en 1990.

Dans le secteur commercial, la croissance d'industries individuelles est généralement plus faible que celle de l'ensemble de l'économie, pendant la période se terminant en 2010, en raison du faible taux de croissance démographique prévu au cours de cette période. Dans le cas des services dont la production est directement influencée par les tendances démographiques, nous prévoyons un taux d'accroissement de la production de ces services, par habitant, d'un peu plus de 1 pour cent par an.

1 La demande d'énergie de l'agriculture est comprise dans le secteur résidentiel; la demande d'énergie du secteur des transports est étudiée séparément; l'utilisation d'énergie à des fins de stockage et pour les communications est comprise dans le secteur commercial (bien que le PIB ne le soit pas) et la consommation d'énergie par les services d'utilité publique leur est imputée comme utilisation propre. La classification des biens et services est fondée sur les classifications des données de l'ONÉ sur la demande d'énergie. Notre étude de la performance historique de ces deux secteurs est également fondée sur cette classification.

Tendances dans la production de biens et de services

Au cours des dix dernières années, les parts respectives des biens et des services, dans l'ensemble de la production, sont demeurées relativement stables. Au Canada, les services[1] représentaient en 1981 45 % du PIB réel et le même pourcentage en 1989. La croissance inférieure à la moyenne dans l'éducation et dans l'administration publique a compensé la croissance supérieure à la moyenne enregistrée dans les services de santé et les services commerciaux, comme nous l'indiquons ci-après. La part de la production de biens a été de 33 % en 1981 et en 1989.

Nous jugeons utile de répartir en deux groupes les industries qui composent le secteur des services, ou secteur commercial. Le premier groupe, constitué du commerce du gros et de détail, de la finance, de l'assurance et de l'immobilier, fournit des services liés à la production et à la consommation de biens et de services dans l'ensemble de l'économie. Le commerce de gros et de détail et la finance, l'assurance et l'immobilier (à l'exclusion des redevances et des loyers implicites) ont connu une croissance de près de 4 % par an au cours des dix dernières années et ont donc augmenté leur part de la production dans le secteur. Au cours des années 1970, et dans une beaucoup moindre mesure au cours des années 1980, nous avons assisté à d'importants changements d'ordre social et dans les habitudes de vie; de nouveaux services ont fait leur apparition et des services tendent de plus en plus à remplacer des produits de consommation au foyer; c'est le cas, par exemple, des repas consommés à l'extérieur de la maison. Les études relatives à cette tendance n'ont pas permis d'en relever les causes précises et il est difficile de prédire si cette tendance se maintiendra.

Le second groupe de ce secteur est constitué des services de santé et d'éducation, des entreprises privées de services qui comprennent des activités telles que les services de consultants, et de l'administration publique. Les services de la santé, l' éducation et l'administration publique représentent 60 % de la production du secteur commercial.

Les besoins en matière de services de santé et d'éducation dépendent de la croissance et de la composition de la population. Au cours des dix dernières années, la production du secteur de la santé a augmenté plus rapidement que celle de l'ensemble de l'économie, et les dépenses réelles par habitant ont augmenté de 2,5 pour cent par année. Dans les années 70 et 80, la croissance dans la production dans le secteur de l'éducation a considérablement ralenti, les inscriptions ayant continué à diminuer aux niveaux primaire et secondaire. Ces deux secteurs - la santé et l'éducation - font l'objet de restrictions budgétaires, les gouvernements provinciaux cherchant à équilibrer leurs budgets.

On peut s'attendre à ce que la production dans ces deux secteurs connaisse une croissance moins rapide qu'au cours des dix dernières années, tout en continuant de s'accroître en termes réels par habitant.

La croissance de la production de l'administration publique a été inférieure à la moyenne dans les années 80 (à environ 1,5 % par année), et elle se trouve maintenant limitée en raison des inquiétudes que suscitent les déséquilibres des finances publiques. Nous ne prévoyons aucun changement à cet égard.

Si nous sommes en mesure d'étudier les tendances dans les secteurs industriel et commercial et de déceler les facteurs ayant contribué à la croissance relative de la production dans ces secteurs au cours des dix dernières années, nous ne pouvons déterminer de façon certaine dans quelle mesure les parts de ces secteurs évolueront dans l'avenir. Pour établir nos prévisions macroéconomiques, nous avons analysé les besoins particuliers en extrant des services publics, notamment en santé et en éducation, et nous avons cherché à déterminer dans quelle mesure les services privés tels que le commerce de gros et de détail, les services financiers, les assurances et l'immobilier contribuent à répondre aux besoins d'une économie en expansion.

Nous avons établi nos projections en fonction d'augmentations réelles par habitant de l'ordre de 1 % par an des dépenses au titre des services publics, tels que la santé et l'éducation. Cela reflète la demande continue du public d'obtenir des services améliorés dans ces domaines, mais cela tient compte aussi des contraintes de financement avec lesquelles les gouvernements sont aux prises. La croissance des services privés est à la mesure de la croissance de l'ensemble de l'activité économique, car, au fond, ces industries fournissent des services liés à la production et à la consommation de biens, et nous ne détenons aucune preuve formelle nous permettant de penser que la croissance sera plus rapide dans ces industries qu'elle ne le sera dans d'autres secteurs qui en utilisent les produits. Le taux de croissance de l'ensemble du secteur des services est en fait inférieur à celui du secteur industriel parce que la santé, l'éducation et l'administration publique se développent moins rapidement que les services privés qui, eux, affichent un taux de croissance légèrement inférieur à celui du secteur industriel.

---

1 Tels que définis précédemment.

Les tendances en ce qui concerne la production de biens et de services diffèrent quelque peu de ce que nous avons pu observer ces dix dernières années. Comme nous l'avons indiqué précédemment, au cours de cette période, la part des services dans le PIB réel est demeurée relativement constante (voir tableau 2-3). L'encadré qui suit renferme une analyse de cette tendance passée et une explication quant aux raisons pour lesquelles nous prévoyons une structure d'activité économique quelque peu différente pendant la période visée par nos projections.

La répartition régionale de la croissance économique dépend largement de la façon dont se partage la croissance nationale de la production entre les secteurs des biens et des services. Les économies des provinces de l'est et de l'ouest sont relativement plus dépendantes des industries de ressources que ne le sont les provinces centrales dans lesquelles les services et les industries de transformation jouent un rôle plus important.

L'industrie manufacturière accapare un peu plus de 11 % de la production de la région de l'Atlantique, comparativement à 12 % au Manitoba, à 6 % en Saskatchewan, à 7 % en Alberta et à environ 14 % en Colombie-Britannique. Cependant, au Québec et en Ontario, l'industrie manufacturière représente respectivement plus de 20 et 27 % de la production de ces provinces.

Nos projections pour le secteur industriel, et en particulier la demande de biens manufacturés, comparativement à d'autres produits industriels, se traduisent par une croissance relativement plus forte en Ontario et au Québec, bien que la croissance dans les Prairies et en Colombie-Britannique se compare à celle du Québec (tableau 2-4).

Tableau 2-3

Répartition du produit intérieur brut

(%)

	1986	1989 [a]	2005	2010
secteur industriel	32,4	33,3	35,1	36,0
foresterie	0,8	0,8	0,6	0,6
mines	5,6	5,6	5,3	4,8
industrie manufacturière	18,9	19,2	21,1	22,3
construction	7,1	7,8	8,1	8,3
secteur commercial	45,8	45,3	43,9	43,2
autres [b]	21,8	21,3	21,0	20,8

Nota: Produit inérieur brut réel, selon coût des facteurs (dollars de 1981)
[a] Estimation.
[b] Inclut l'agriculture, les services publics d'énergie, les transports, l'entreposage et les communications.

Tableau 2-4

Production par région

taux annuels moyens de croissance (%)

	1989-1995	1995-2000	2000-2005	2005-2010	1989-2010
Atlantique	1,8	2,1	1,8	1,3	1,8
Québec	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2
Ontario	2,2	2,6	2,7	2,9	2,6
Manitoba	1,5	1,9	1,5	2,1	1,8
Saskatchewan	1,6	1,2	1,1	1,8	1,4
Alberta	2,3	1,4	2,0	1,5	1,8
Prairies	2,0	1,4	1,8	1,6	1,7
Colombie-Britannique et Territoires	2,0	2,1	2,3	2,1	2,1
Canada	**2,2**	**2,2**	**2,3**	**2,3**	**2,2**

Nota: Produit inérieur brut réel, selon coût des facteurs (dollars de 1981)

Dans la région de l'Atlantique, la croissance est inférieure à la moyenne nationale. Les activités manufacturières de la région sont concentrées dans les secteurs des aliments et boissons, et des pâtes et papier, qui ne devraient pas connaître une croissance marquée. De plus, des contraintes quant à la disponibilité de la ressource dans le domaine des pêches limiteront la croissance des industries de la pêche et de la transformation des produits de la pêche. Les secteurs de la construction et des mines de la région tirent avantage de la période de construction d'Hibernia, mais la production de ce secteur diminuera, une fois que la phase de construction sera terminée.

La performance de l'économie du Québec est proche de la moyenne nationale. Comme dans le passé, le développement continu de l'hydroélectricité constitue une source majeure d'investissement dans la province. La production manufacturière du Québec est concentrée dans le domaine des biens non durables pour lesquels, d'après notre scénario, la demande n'augmentera pas à un rythme aussi rapide que celle des biens durables. On s'attend toutefois à ce que les contraintes liées aux ressources qui existent dans le secteur forestier limitent les perspectives en ce qui concerne la forêt et les pâtes et papier; le taux de croissance y serait donc égal ou inférieur à 2 % par an.

Bien que le secteur manufacturier de l'Ontario ait été touché par la présente récession, une fois que la croissance économique aura repris, l'Ontario sera le principal bénéficiaire de la demande de biens durables. L'industrie des véhicules à moteur et des pièces d'automobiles devrait reprendre sa croissance grâce au déplacement au Canada de la production de constructeurs étrangers. Les métaux primaires - y compris la production de fer et d'acier - et la fabrication métallique contribuent aussi à l'activité économique de l'Ontario, car ils fournissent au secteur manufacturier de cette province les intrants qui lui sont nécessaires. La construction résidentielle devrait connaître une croissance plus lente qu'au cours des dernières années, reflétant en cela le rythme plus lent de la formation de ménages.

Dans la région des Prairies, le niveau de l'activité économique varie selon les provinces, ce qui reflète bien la diversité des moteurs de croissance dans la région. Au Manitoba, le secteur des services représente environ 55 % de l'activité de la province, et il est suivi du secteur manufacturier, à 12 %, et des transports, à 6 %. En Saskatchewan, le services représentent 38 % de l'activité, suivis de l'agriculture (14 %), de l'extraction de ressources et des transports (à 12 et à 4 % respectivement). En Alberta, les services représentent 35 % de l'activité, suivis des secteurs de l'extraction de ressources (23 %), des transports (3 %) et de l'industrie manufacturière (7 %).

Dans le scénario de référence, nous estimons que les prix des céréales retourneront graduellement au niveau où ils étaient en 1985, sans toutefois dépasser de beaucoup ce niveau, en termes réels. Aussi, les perspectives de l'agriculture demeurent-elles relativement modestes tout au long de la période visée par nos projections, et c'est l'économie de la Saskatchewan qui en sera le plus affectée.

Bien que nous ayons tenu compte de plusieurs projets énergétiques particuliers (voir chapitres 6 et 7) qui devraient être réalisés dans la région des Prairies au cours des années 1990, nous ne trouvons aucun signe annonçant une période soutenue de croissance exceptionnelle pour l'économie de la région. Nous prévoyons un regain d'activité dans la construction et les mines - en particulier en Alberta - mais la production de pétrole brut classique est appelée à baisser et la production résultant de nouveaux projets ne suffira pas, à long terme, pour compenser cette tendance.[1]

En Colombie-Britannique, les services représentent un peu moins de 47 % de la production, l'activité manufacturière 15 %, les transports 7 %, la construction 9 %, l'extraction de ressources 4 % et la forêt 18 %. Nous prévoyons que les contraintes liées aux ressources et qu'un fléchissement de la demande limiteront la croissance de la production dans le secteur forestier et dans celui des pâtes et papier à un peu moins de 2 % par an. La croissance des autres secteurs d'exploitation de ressources, en particulier celui des mines, devrait être faible. En dépit d'une croissance plus marquée du secteur manufacturier de la Colombie-Britannique, la part de l'économie que détient ce secteur est relativement faible (comparativement à la situation en Ontario et au Québec); nous prévoyons que le taux de croissance de la province sera inférieur à la moyenne nationale.

Nos prévisions macroéconomiques font principalement ressortir les perspectives à long terme de l'économie canadienne qui, comme nous l'avons indiqué, reposent sur la croissance de la population

1 Si l'on exprime l'activité économique en dollars constants de 1981, on constate que la pondération attribuée au pétrole est plus élevée que celle attribuée au gaz naturel. Aussi, dans nos projections, même si l'on s'attend à ce que la production de gaz naturel dimine dans l'activité pétrolière dans l'avenir, l'activité mesurée en dollars de 1981 accordera une plus grande pondération à la production pétrolière en ralentissement.

active et de la productivité. Exception faite du niveau d'immigration, nous savons avec une relative certitude dans quelle mesure la population active s'accroîtra. La croissance économique potentielle ne risque guère d'être profondément affectée par les changements dans les niveaux d'immigration, à moins d'un changement important dans le niveau de l'immigration.

Les changements en matière de croissance de la productivité sont quant à eux beaucoup moins sûrs.

Des changements importants se produisent dans nos relations commerciales internationales, en raison de changements dans les politiques économiques (par ex., les modifications apportées au GATT et dans les relations commerciales entre blocs de pays, par région) et des changements profonds dans l'organisation politique et économique, en particulier en Europe de l'Est.

Au Canada, certaines changements de politique sont déjà chose faite (par ex., la taxe sur les produits et services a remplacé la taxe de vente fédérale) et d'autres changements ont été annoncés (par ex.,la politique-cadre en matière d'environnement annoncée dans le Plan vert). Ces changements et les progrès technologiques futurs pourraient avoir des répercussions marquantes, mais encore aujourd'hui difficiles à évaluer, sur la croissance de la productivité et sur la structure de production de notre économie. La formation de grands blocs économiques et la globalisation de l'industrie auxquelles nous assistons pourraient assombrir les perspectives d'avenir du secteur manufacturier du Canada, si ce dernier ne parvient pas à demeurer concurrentiel au sein de l'économie mondiale. Nous étudions au chapitre 4 quelques-unes des incidences sur la demande d'énergie des hypothèses de rechange concernant l'activité économique.

Comme dans le cas des prix mondiaux du pétrole, nos prévisions relatives à la croissance économique visent à dégager des tendances soutenables. Nous n'avons pas essayé d'établir des estimations concernant les cycles économiques. Nous reconnaissons que les taux de croissance s'écarteront sans doute quelque peu, en hausse ou en baisse, de nos prévisions; notre objectif, toutefois, est d'évaluer les répercussions, à plus long terme, que les tendances dans la croissance et la structure de l'activité économique pourraient avoir sur la demande d'énergie, plutôt que de relever les écarts annuels.

Chapitre 3

Prix du gaz naturel et de l'électricité

3.1 Prix du gaz naturel

Entre 1975 et 1986, le prix du gaz naturel au Canada était réglementé. Toutefois, depuis la signature de l'Accord de l'Ouest en mars 1985, les prix sont établis en fonction du marché. Au chapitre 6, nous décrivons la façon dont nous avons déterminé les prix du gaz naturel au gisement après traitement dans un contexte nord-américain, où les prix du gaz naturel, tant au Canada qu'aux États-Unis, sont régis par le jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord.

Pour calculer le prix moyen canadien à la pointe du brûleur pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel, nous ajoutons les frais de transport et de distribution sectorielle au prix du gaz naturel au gisement après traitement. Par exemple, nous déterminons le prix du gaz naturel pour utilisation finale dans le secteur résidentiel au Québec en ajoutant au prix du gaz naturel au gisement après traitement en Alberta ce qu'il en coûte pour transporter le gaz jusqu'au Québec sur les réseaux de Nova et de TransCanada et la marge de distribution moyenne s'appliquant au secteur résidentiel québécois. Pour calculer les prix du gaz pour utilisation finale en Colombie-Britannique, nous ajoutons au prix du gaz au gisement après traitement en C.-B. les frais de transport et de distribution à l'intérieur de la province. Pour ce qui est des prix du gaz pour utilisation finale en Saskatchewan, nous ajoutons au prix du gaz au gisement après traitement en Saskatchewan, les frais de transport et de distribution à l'intérieur de la province. (Le prix du gaz naturel au gisement après traitement en Saskatchewan équivaut à peu près au prix du gaz naturel albertain livré à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.)

En 1989, les frais de transport et de distribution de gaz naturel représentaient environ 60 % du prix moyen du gaz pour utilisation finale dans le secteur résidentiel en Ontario. Pour ce qui est des usagers commerciaux et industriels de l'Ontario, cette proportion s'établissait à 55 % et 45 % respectivement. Ainsi, les hypothèses envisagées au sujet des frais de transport et de distribution futurs constitueront un facteur d'importance dans la détermination des prix du gaz pour utilisation finale.

Dans notre scénario de référence, nous avons supposé que les coûts de transport et de distribution au Canada demeureraient stables en terme réel, à quelques exceptions près :

- l'agrandissement du réseau de Nova devrait faire augmenter les coûts réels du transport à l'intérieur de l'Alberta d'environ 18 % entre 1990 et 1992; ces coûts devraient ensuite, de 1992 à 2010, demeurer stables en terme réel;
- les coûts réels du transport sur le réseau de TransCanada, à partir de la frontière albertaine jusque dans l'Est canadien, devraient s'accroître de 8 % en 1991 et, par la suite, demeurer stables en terme réel;
- à la lumière de discussions menées avec des représentants de l'industrie, nous prévoyons que les marges de distribution moyennes s'appliquant au secteur industriel sur le réseau de Gaz Métropolitain diminueront pour passer de 1,10 $ le gigajoule en 1990 à 0,88 $ (en dollars de 1990) en 2007 et se stabiliser par la suite.

Le prix du gaz naturel au point de livraison au Québec et en Ontario est nettement plus élevé qu'il ne l'est en Alberta (tableau 3-1). Ainsi, en 1990, le prix du gaz à la pointe du brûleur dans le secteur résidentiel au Québec et à l'Ontario s'établissait respectivement à 6,86 $ le gigajoule et à 5,22 $ le gigajoule, comparativement à 3,33 $ le gigajoule en Alberta. L'écart entre les prix du gaz naturel pour utilisation finale dans ces provinces s'explique en grande partie par la différence des coûts de transport et de distribution vers ces marchés.

Au cours des dernières années, les acheteurs directs de gaz naturel ont bénéficié d'un rabais par rapport aux achats effectués auprès des distributeurs. En 1990, le rabais sur le prix au gisement après traitement s'élevait à près de 0,30 $ le gigajoule pour le gaz naturel acheminé vers les marchés de l'Est canadien. Nous nous attendons que les rabais disparaîtront d'ici 1997, à mesure que l'excédent actuel de productibilité s'érodera. Comme nous le décrivons à la section 4.2.1, nous avons conservé un prix au gisement après traitement uniforme

Tableau 3-1

Prix du gaz naturel pour utilisation finale

($ CAN de 1990 le gigajoule)

	1989	1990	1995	2000	2005	2010
Québec						
résidentiel	7,05	6,86	7,52	8,39	9,08	9,77
commercial	5,74	5,58	6,30	7,17	7,86	8,55
industriel	3,48	3,57	4,82	5,68	6,40	7,30
mazout lourd industriel	3,25	3,50	4,46	4,88	5,20	5,56
Ontario						
résidentiel	5,38	5,22	5,88	6,69	7,34	7,98
commercial	4,35	4,22	4,92	5,74	6,39	7,03
industriel	2,79	2,88	3,82	4,69	5,43	6,27
mazout lourd industriel	2,74	3,50	4,15	4,56	4,86	5,20
Alberta						
résidentiel	3,32	3,33	3,97	4,79	5,43	6,08
commercial	2,48	2,49	3,07	3,89	4,53	5,18
industriel	1,57	1,61	2,45	3,32	4,04	4,84
mazout lourd industriel	2,74	3,48	3,96	4,35	4,66	4,99

Nota: Prix non ajustés pour le rendement énergétique.

pour tous les usagers, une fois les rabais éliminés. Cette façon de procéder diffère de la méthode utilisée dans le rapport de 1988, dans lequel nous avions retenu la démarche de «différenciation» des prix entre les secteurs d'utilisation finale, pour toute la période d'étude, en vue de maintenir la compétitivité du gaz naturel dans les marchés aptes à la substitution.

Le tableau 3-1 montre que, pour le marché industriel québécois, le prix du gaz naturel dépasse celui du mazout lourd pendant toute la période de projection. En Ontario, le gaz naturel destiné au secteur industriel était, en 1990, de plus de 0,60 $ le gigajoule meilleur marché que celui du mazout lourd. Toutefois, les prix du gaz naturel devraient augmenter plus rapidement que ceux du mazout lourd. En conséquence, les prix du gaz naturel et du mazout lourd sur le marché industriel de l'Ontario s'égaliseront en 1999 et, en l'an 2010, le prix du gaz naturel sera de 20 % supérieur à celui du mazout lourd. En Alberta, les coûts de transport et de distribution moins élevés permettront au gaz naturel de conserver l'avantage sur le mazout lourd pendant toute la période de projection.

3.2 Prix de l'électricité

Les prix que les consommateurs canadiens paient pour l'électricité sont régis par des gouvernements provinciaux ou des commissions provinciales chargées d'assurer que les tarifs sont suffisants pour récupérer les coûts en capital et les coûts d'exploitation du service public, et qu'ils permettent également d'obtenir un rendement conforme à certains objectifs financiers déclarés. De manière générale, particulièrement pour les installations de production hydroélectriques et nucléaires, les hausses de prix sont plus faibles pendant les périodes où il s'effectue peu de construction ou d'ajouts de nouvelle capacité, que pendant les périodes de gros investissements. Dans le passé, les services publics qui exportaient de l'électricité ont utilisé leurs revenus d'exportation pour atténuer, à l'aide de divers mécanismes de stabilisation des prix, les hausses des tarifs offerts aux utilisateurs des marchés intérieurs.

Les prix utilisés dans nos prévisions de la demande sont les prix à l'usager. Ils sont différents des tarifs annoncés des services publics du fait qu'ils englobent les réductions tarifaires inscrites sur la

facture du consommateur, et les taxes provinciales et fédérales. Les réductions tarifaires sont généralement consenties aux grands utilisateurs industriels.

Les prévisions des prix de l'électricité présentées dans le scénario de référence reflètent les changements qui ont été annoncés jusqu'en 1993, lorsque disponibles. Après 1993, nous supposons que dans la plupart des provinces, les prix de l'électricité demeureront constants en terme réel. Nous avons utilisé cette même démarche dans le rapport de l'Office publié en 1988.

Le tableau 3-2 présente, pour les années 1990 à 1993 et 1993 à 2010, les prévisions de la croissance annuelle moyenne des prix par région. A très court terme, nos perspectives en matière de prix incluent tous les changements annoncés concernant les tarifs, les réductions et les taxes. Selon des renseignements obtenus auprès des services publics, on prévoit que la taxe sur les produits et services (TPS) ajoutera 7 % aux prix payés par le consommateur; par ailleurs, on ne s'attend à aucune diminution à la suite de la suppression de la taxe de vente fédérale (TVF), parce que la majeure partie des coûts de l'électricité provient d'investissements en biens d'équipement pour lesquels l'ancienne TVF est un coût irrécupérable. La TVF n'était pas imposée sur le combustible ou sur les autres coûts d'exploitation. De plus, la TPS est comprise dans les tarifs commerciaux et industriels puisque les prix payés aux services publics par ces secteurs incluent toutes les taxes.

Au cours de la période entre 1990 et 1993, les prix de l'électricité augmenteront à des rythmes différents selon le secteur ou la province; en moyenne, des hausses annuelles importantes, de beaucoup supérieures au taux d'inflation, se produiront au Québec, en Ontario et en Alberta. Dans une large mesure, ces prévisions reflètent une très grande augmentation en 1991 suivie d'une hausse plus faible jusqu'en 1993, présentement la dernière année pour laquelle des changements de prix ont été annoncés par les services publics.

En 1991, dans le secteur **résidentiel**, l'augmentation des prix nominaux de l'électricité se situe entre 7 et 23 %. (Voir le tableau A4-1 en annexe.) En Saskatchewan, les tarifs demeureront stables en 1991, sauf pour l'augmentation de 7 % correspondant à la TPS. Dans les provinces de l'Atlantique, au Québec, en Ontario et au Manitoba, les hausses de prix se situeront entre 13 et 16 %, alors qu'en Alberta, les clients résidentiels devront faire face à l'augmentation la plus importante, soit de 23 %, puisque les hausses de prix ont été combinées à la suppression de certaines réductions et à la mise en vigueur de la TPS.

Dans le secteur **commercial,** pour la même année, les prix de l'élect-

Tableau 3-2

Croissance annuelle moyenne des prix de l'électricité en dollars courants

(pourcentage)

	1990-1993			1993-2010
	résidentiel	**commercial**	**industriel**	**tous les secteurs**
Atlantique	7,0	6,9	7,1	4,6
Québec	8,1	11,9	8,5	4,6
Ontario	10,2	12,9	11,8	4,9
Manitoba	6,8	5,9	6,0	3,6
Saskatchewan	5,1	4,9	4,9	4,6
Alberta	9,0	8,5	8,5	4,6
Colombie-Britannique	3,7	3,2	3,2	4,6

ricité augmenteront en général plus rapidement que ceux du secteur résidentiel. Au Québec, où l'augmentation des prix à l'usager se situera à un peu plus de 30 %, les frais liés à la demande grimperont de 50 % et ceux liés à l'énergie, de 8 %. Bien que le taux de la taxe de vente provinciale soit passé de 9 à 8 %, l'application de la TPS a plus que neutralisé cette diminution. Le secteur commercial ontarien a subi une hausse de prix se situant à 28 % en raison d'une augmentation de près de 13 % des frais liés à l'énergie, de la suppression d'un rabais de 10 % (qui s'est appliquée jusqu'en 1991) et de la mise en vigueur de la TPS. Les utilisateurs commerciaux de l'Alberta doivent assumer une augmentation de l'ordre de 21 % découlant de la hausse de 13 % des frais liés à la demande et de la mise en vigueur de la TPS. Pour le reste des provinces, l'augmentation des prix dans le secteur commercial se situera entre 6 et 14 %.

Le scénario des prix prévu pour 1991 dans le secteur **industriel** est semblable à celui des prix dans le secteur commercial. Dans toutes les provinces sauf au Québec, divers facteurs entraîneront une augmentation des tarifs industriels semblable à celle des tarifs commerciaux : en Ontario, les frais liés à l'énergie ont grimpé de 5 % et certaines réductions ont été supprimées; en Alberta, les frais liés à la demande et à l'énergie du secteur industriel ont connu des hausses substantielles, et les autres provinces ont effectué des rajustements aux tarifs. Au Québec, les prix dans le secteur industriel augmenteront de près de 16 %, alors que les frais liés à la consommation baisseront et que de nouvelles réductions vont neutraliser partiellement les frais plus élevés liés à la demande et à la mise en vigueur de la TPS.

En 1992, de manière générale, la hausse des prix de l'électricité se situera entre 5 et 6 % pour tous les secteurs et toutes les provinces, sauf l'Ontario, pour qui nous prévoyons une hausse d'environ 8,5 % et la Colombie-Britannique, qui devrait connaître une augmentation du prix nominal de seulement 1,5 %.

Selon des renseignements obtenus auprès des services publics, nous faisons l'hypothèse qu'après 1993, la croissance des prix suivra le taux d'inflation dans toutes les provinces sauf pour l'Ontario et le Manitoba. En ce qui concerne l'Ontario, la croissance des prix sera conforme aux plus récentes prévisions à long terme d'Ontario-Hydro, selon lesquelles les prix grimperont au même rythme que le taux d'inflation jusqu'à l'an 2005, à la suite de quoi ils connaîtront une augmentation réelle de 1 % par année en raison des besoins en revenus d'Ontario-Hydro et de l'échéancier de construction prévu. Au Manitoba, les prix *réels* de l'électricité diminueront de 1 % par année. L'agrandissement à peu de frais de son réseau hydroélectrique et les recettes obtenues par les ventes d'électricité à l'extérieur de la province seront utilisés afin de réduire le prix aux consommateurs manitobains.

A l'occasion de nos rencontres avec les principaux services publics canadiens, au sujet de leurs prévisions à long terme en matière de fixation des prix de l'électricité, la plupart d'entre eux ont convenu que certaines pratiques financières existantes et additions prévues à la capacité pourraient entraîner des périodes de diminution des prix réels. Toutefois, un certain nombre d'incertitudes quant à ces paramètres pourraient également donner lieu à une hausse des prix suivant le taux d'inflation.

Comme dans notre dernier rapport, nous croyons que les incertitudes qui demeurent dans plusieurs domaines particuliers pourraient donner lieu à des augmentations tarifaires plus importantes que celles prévues :

- Des modifications aux objectifs financiers actuels pourraient survenir du fait que les gouvernements provinciaux cherchent des sources de revenu additionnelles pour diminuer leur dette et leur déficit; ils pourraient exiger une plus grande rentabilité de leurs services publics.

- Le rôle et l'ampleur des revenus d'exportation pourraient changer au moment où le besoin de capacité additionnelle pour répondre à la demande intérieure réduira l'effet d'amortissement que les exportations d'électricité auront dans l'avenir sur les hausses de prix.

- Les coûts pourraient être plus élevés que prévu à l'origine parce qu'il existe encore des incertitudes quant aux coûts des agrandissements futurs, aux exigences techniques des nouveaux emplacements et aux coûts additionnels nécessaires à l'atténuation des problèmes environnementaux.

- Certains réseaux exigeraient des améliorations substantielles aux installations de transport et de distribution afin d'assurer leur fiabilité.

- Des coûts additionnels pourraient se révéler nécessaires pour répondre aux besoins en électricité à court terme, et des frais d'intérêt pourraient s'accumuler pendant les travaux de construction si des retards se produisaient dans la réalisation de certains grands projets.

Chapitre 4

Demande d'énergie

Dans ce chapitre, nous décrirons d'abord le fondement de nos prévisions des prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale. Nous examinerons ensuite, la demande d'énergie d'utilisation ultime par secteur, par combustible et par région. Les besoins en énergie pour utilisation finale comprennent le chauffage des locaux et de l'eau, l'énergie motrice pour les équipements, les appareils ménagers et les véhicules, et les combustibles alimentant les industries. Nous poursuivrons avec la description de nos prévisions de la demande d'énergie primaire au Canada. Pour calculer la quantité d'énergie primaire requise, nous ajoutons à la demande d'utilisation finale, le combustible et les pertes liées à la production et à la distribution de chaque forme d'énergie (gaz naturel, LGN, électricité, pétrole, etc.). Nous examinerons également les principales incertitudes inhérentes à toute perspective à long terme de ce type, et leurs incidences sur le niveau de la demande d'énergie.

La demande d'énergie est une demande dérivée, c'est-à-dire qu'elle est nécessaire à d'autres fins, comme le chauffage des locaux, le fonctionnement des moteurs dans l'industrie et les transports. Le degré d'efficacité avec lequel l'énergie est utilisée dépend, entre autres choses, des caractéristiques des biens d'équipement consommant de l'énergie, par exemple, le rendement thermique d'une maison et des appareils de chauffage, et le rendement énergétique des automobiles.

Depuis l'escalade des prix du début des années 1970, les profils d'utilisation de l'énergie dans les principaux pays industrialisés ont changé du tout au tout. La consommation de pétrole a baissé de manière spectaculaire et d'importantes mesures de conservation de l'énergie ont été adoptées pour réduire l'utilisation du pétrole et des autres énergies par l'amélioration du rendement énergétique. Au début des années 1980, le Canada a enregistré une baisse absolue de la demande d'énergie, attribuable en partie aux grandes améliorations du rendement énergétique des automobiles et aux mesures expresses d'économie d'énergie adoptées, ainsi qu'à la récession de 1982 qui a entraîné une diminution substantielle des activités économiques.

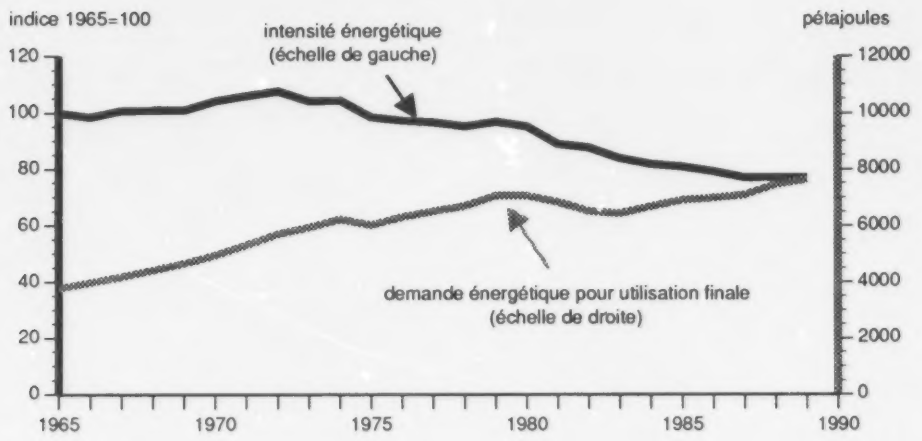
Àpartir du milieu des années 1980, plus particulièrement en 1986, avec la dégringolade des prix du pétrole, la demande d'énergie a connu une nouvelle hausse et on a observé certains indices d'un ralentissement dans le rythme d'amélioration du rendement énergétique. Par exemple, les petites voitures actuellement sur le marché, ont tendance à être plus puissantes et à être équipées d'un plus grand nombre d'options de base qui entraînent une consommation d'énergie plus élevée qu'avec les voitures construites au milieu des années 1980. En outre, depuis ce temps, les inquiétudes du public quant à la sûreté des approvisionnements en énergie se sont amenuisées.

Néanmoins, on se préoccupe de plus en plus des incidences sur l'environnement de la combustion des combustibles fossiles, et certains aspects de la réponse aux crises de l'énergie des années 1970 et 1980 ont eu pour effet de changer de manière permanente le rapport entre la croissance économique et la demande d'énergie. De nos jours, la consommation d'énergie du parc d'équipement est très différente de celle du début des années 1970. Le rendement thermique des bâtiments existants et nouveaux est beaucoup plus élevé qu'il ne l'était à l'époque. Les codes du bâtiment garantissent qu'il n'y aura pas de retour aux normes antérieures moins sévères. Le matériel utilisant de l'énergie, que ce soit des appareils ménagers ou de l'équipement industriel, a un rendement énergétique supérieur à celui des années 1970, et les normes de rendement qui ont été adoptées permettront de l'améliorer davantage. Cependant, d'importantes incertitudes demeurent quant au comportement des consommateurs en ce qui concerne l'acquisition et l'utilisation du matériel consommant de l'énergie comme, par exemple, le réglage des thermostats, ce qui pourrait avoir d'importantes incidences sur l'utilisation de l'énergie.

Une autre mesure de l'utilisation de l'énergie est le rapport entre la demande d'énergie et la production intérieure. La figure 4-1 illustre la demande d'énergie et l'**intensité** énergétique dans le passé et pour la période des prévisions. C'est une mesure de l'utilisation de l'énergie par dollar de 1981 du produit

Figure 4-1

Demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB réel



Nota: La demande énergétique pour utilisation finale est exprimée en pétajoules. L'intensité énergétique est un indice, dont l'année de base est 1965, de la demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB en dollars de 1981.

intérieur brut. Ce rapport pourrait diminuer grâce à une utilisation plus efficace de l'énergie, mais il pourrait également diminuer si la composition de la production est surtout constituée d'activités moins énergivores, ou si les combustibles fossiles sont abandonnés au profit de l'électricité. Ce n'est donc pas une mesure du **rendement** énergétique qui peut se décrire comme la quantité d'énergie nécessaire pour effectuer une tâche précise, par exemple, chauffer une maison d'une certaine dimension à une température donnée, ou faire fonctionner une voiture sur une distance précise, ou fabriquer une quantité donnée d'un produit bien défini. Le rendement énergétique s'améliore lorsque la quantité d'énergie utilisée pour effectuer ces tâches diminue. Dès l'instant où les activités consommant de l'énergie sont réunies dans une seule mesure, par exemple, en exprimant la production en dollars constants plutôt qu'en unités physiques, ou en assemblant la production de plusieurs industries, ou en choisissant un dénominateur commun comme le nombre de foyers (ce qui ne tient pas compte de la taille d'une maison, ou du fait que le nombre d'appareils utilisant de l'énergie peut varier dans une maison), l'on obtiendra une mesure de l'effet, sur l'intensité énergétique, d'un certain nombre de facteurs ajoutés au rendement, plutôt qu'une mesure de la variation seule du rendement énergétique. Dans l'analyse par secteur qui suit dans ce chapitre, nous mettrons l'accent, autant que possible, sur les utilisations particulières de l'énergie qui augmentent la demande totale d'énergie au titre de l'utilisation finale dans le secteur en question. L'intensité énergétique dans un secteur et dans l'ensemble des secteurs, est attribuable à tous ces facteurs particuliers à chaque secteur, de même qu'à tout changement relatif à la composition de la production dans l'économie.

Dans le dernier rapport, nous avons mesuré la production économique en dollars de 1971. Statistique Canada a refait ses calculs de l'activité économique en dollars de 1981 (et plus récemment en dollars de 1986). Ainsi, pour le présent rapport, nous avons mesuré l'activité économique en dollars de 1981. Tout en refaisant ses calculs, Statistique Canada a révisé ses données historiques, ce qui a donné lieu, dans certains cas, à une hausse

du niveau de la production économique pour certaines années par rapport aux estimations antérieures. Par conséquent, lorsque nous examinons l'évolution de l'intensité énergétique, nous pouvons observer des tendances différentes de celles que nous avions obtenues avec les données de l'année 1971. Il se pourrait que cette différence soit le résultat de changements dans la pondération de certains éléments et qu'elle ne signifie pas nécessairement que nous avons utilisé l'énergie différemment de ce que nous pensions antérieurement.

L'intensité énergétique a suivi une tendance assez ferme à la baisse depuis le milieu des années 1970. De 1976 à 1986, elle a diminué de 2 % en moyenne par année (comparativement à 1,5 % en moyenne selon les données relatives à la production en dollars de 1971). Depuis 1986, le rythme moyen de diminution a également été d'environ 2 % par année, malgré le fait que l'intensité ait augmenté entre 1988 et 1989. On a connu, au cours de ces deux années, des froids beaucoup plus intenses qu'au cours des années antérieures, et comme les données sur l'utilisation finale ne sont pas ajustées en fonction du climat, cela pourrait expliquer en partie cet écart dans la tendance.

4.1 Incertitudes inhérentes aux prévisions de la demande d'énergie

Les prévisions de notre scénario de référence sont fondées sur une perspective particulière du taux de croissance globale de l'activité économique et de la répartition de la production qui en résulte entre les industries énergivores et les autres industries. Toutes les projections sont sujettes à des incertitudes considérables car elles reposent sur des hypothèses distinctes et sur la façon dont celles-ci sont combinées dans un même scénario. Par exemple, il existe des incertitudes quant aux prix de l'énergie, à la croissance économique et à la répartition de l'activité économique entre les biens et services et dans les régions. Aussi y a-t-il des incertitudes quant aux liens qui existent entre ces hypothèses regroupées dans un scénario macroéconomique. Un taux de croissance économique donné peut être atteint, que les prix de l'énergie soient élevés ou bas, dépendamment de l'incidence des autres facteurs, et dépendamment également des perspectives établies pour ces facteurs. Parmi les autres grandes incertitudes, il y a l'efficacité énergétique qui dépend de l'évolution technologique, le taux de rendement des investissements dans le domaine de l'efficacité énergétique, le comportement et les choix des consommateurs, l'importance des coûts de l'énergie pour les procédés de production, et les politiques gouvernementales relatives à l'utilisation de l'énergie.

Dans le cadre de l'analyse des perspectives sectorielles de la demande d'énergie pour utilisation finale, nous examinons les incertitudes propres à chaque secteur en ce qui a trait au niveau de la demande et à la part de la demande énergétique qui correspond à chaque combustible. Le scénario de référence ne devrait pas être considéré comme étant l'issue la plus probable, mais comme l'une des projections possibles de la demande énergétique. À la section 4.5, nous étudions l'incidence de quelques hypothèses particulières sur notre projection et nous présentons une gamme de possibilités s'articulant autour du scénario de référence afin de traduire les nombreuses incertitudes inhérentes à cette projection.

4.2 Utilisation finale par secteur

4.2.1 Prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale

Les prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale sont les prix à la pointe du brûleur que paient les consommateurs ultimes d'énergie. Ces prix comprennent les marges des raffineries, les frais de transport et de distribution, ainsi que les taxes. Nous avons expliqué, au chapitre 2, la méthode suivie pour établir nos prévisions des prix mondiaux du pétrole. Au chapitre 3, nous avons exposé la méthode de calcul des prix du gaz naturel et de l'électricité. Dans la présente section, nous expliquons comment nous avons calculé les prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale pour les produits pétroliers et nous examinons les tendances des prix d'utilisation ultime pendant toute la période des prévisions.

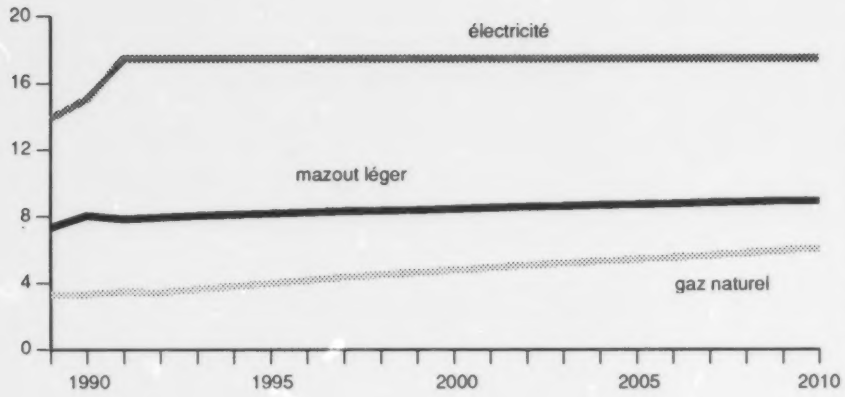
Les prix de l'énergie varient par combustible et par secteur, ainsi que d'une région à l'autre; il est donc difficile de tirer des conclusions précises en se fondant sur les prix moyens nationaux par secteur; on constate cependant que certaines tendances générales ressortent. Les figures 4-2 à 4-5 présentent les prix de l'énergie d'utilisation ultime pour les secteurs résidentiel et industriel en Alberta et au Québec. La principale différence entre les prix dans ces deux régions est le prix du gaz naturel livré.

Le tableau 4-1 présente les prix moyens de l'énergie à la pointe du brûleur en dollars de 1990 par secteur, au Canada. Ces prix ont été calculés en pondérant les prix provinciaux ou régionaux en fonction de la part de la demande nationale qui revient à chaque région. Ce sont les prix payés par les consommateurs; ils ne reflètent

Figure 4-2

Prix de l'énergie - secteur résidentiel
Alberta

($ CAN de 1990 le gigajoule)

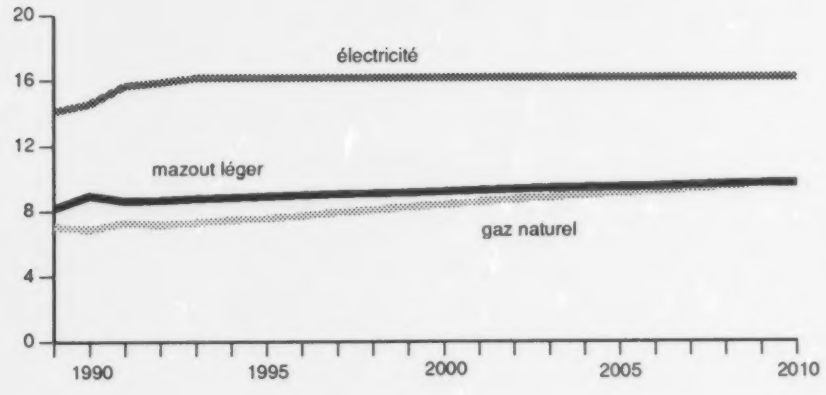


Source: tableau A4-1 en annexe.

Figure 4-3

Prix de l'énergie - secteur résidentiel
Québec

($ CAN de 1990 le gigajoule)



Source: tableau A4-1 en annexe.

pas le coût de l'énergie par unité d'énergie utile, puisque cette mesure exigerait un rajustement des coûts à la hausse pour tenir compte des pertes encourues par la conversion d'énergie d'entrée en travail utile correspondant au rendement énergétique de l'équipement d'utilisation finale. Les prix ventilés par région sont présentés au tableau A4-1 en annexe. Dans l'analyse des secteurs ci-après, nous passons en revue les prix relatifs par région.

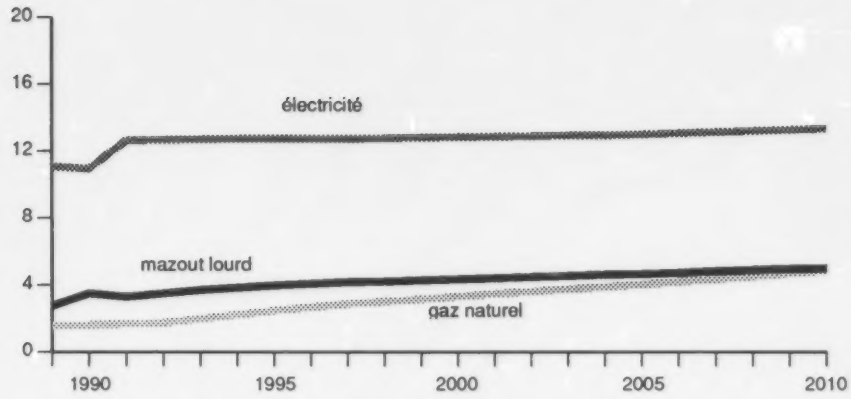
En ce qui concerne le **pétrole**, la tendance des prix au titre de l'utilisation finale est assez différente du profil des prix du pétrole brut dont on a fait état au chapitre 2. Les marges des raffineries et les frais de transport et de distribution et les taxes ont représenté plus de 50 % du prix du mazout léger, de l'essence et du carburant diesel livrés. Nous estimons que pour ces produits, les marges de raffineries, les frais de transport et de distribution suivent le taux d'inflation au cours de la période de projection. Nous avons inclu la TPS dans tous les prix de l'énergie d'utilisation ultime. On présume que les taxes sur les produits demeureront à leur plus récent niveau en terme réel sauf une exception. Pour ce qui est de l'essence et du carburant diesel, nous avons ajusté la taxe d'accise, de sorte que la somme de la taxe d'accise et de la TPS équivaut aux taxes de vente fédérales et d'accise antérieures. Ces différentes taxes demeurent constantes en terme réel pendant toute la période des projections. Comme les taxes et les marges constituent un important pourcentage du prix des produits pétroliers livrés, le prix d'utilisation finale augmente moins rapidement que celui du brut pour ces produits.

Quant au mazout lourd, nous sommes partis de l'actuel rapport entre les prix du mazout lourd et ceux du pétrole brut qui est de

Figure 4-4

Prix de l'énergie - secteur industriel
Alberta

($ CAN de 1990 le gigajoule)

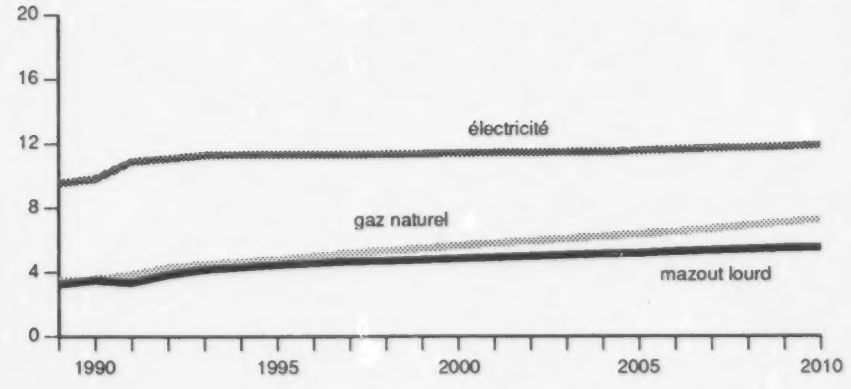


Source: tableau A4-1 en annexe.

Figure 4-5

Prix de l'énergie - secteur industriel
Québec

($ CAN de 1990 le gigajoule)



Source: tableau A4-1 en annexe.

76 % et l'avons augmenté graduellement pour atteindre 93 % en 1993. Bien que ce rapport ait varié dans le passé, il est demeuré en moyenne aux environs de 85 % ou plus. En nous fondant sur des rencontres avec des représentants de l'industrie au sujet de la configuration future des raffineries et de la production de mazout lourd, nous croyons qu'un rapport de 93 % serait très raisonnable, quoique celui-ci puisse être inférieur ou supérieur, selon l'évolution du marché. Compte tenu des préoccupations croissantes en matière de protection de l'environnement et de la réglementation de certaines provinces visant à réduire les émissions sulfuriques provenant de la combustion du mazout lourd, nous avons ajouté une prime au prix du mazout lourd, représentant, dans les faits, un changement dans la qualité du mazout utilisé, soit le coût de désulfuration du mazout lourd. Cette somme est la même que celle utilisée dans notre analyse du gaz naturel (se reporter à la section 6.2.10), soit l'équivalent de 0,75 $ en dollars US de 1990 par baril. Afin de tenir compte de ce montant supplémentaire, le rapport entre les prix du mazout lourd et du pétrole brut a été haussé davantage pour passer entre 1993 et 1997, de 93 % à 97,5 %. Ce rapport a été par la suite maintenu jusqu'en 2010.

Dans notre scénario bas du Rapport de 1988, une des hypothèses était que les prix du gaz naturel seraient différents selon les secteurs de consommation, afin que dans le secteur industriel, le prix du gaz naturel demeure concurrentiel avec celui du mazout lourd. Par conséquent, les prix du gaz étaient plus faibles dans le secteur industriel que dans les autres secteurs, alors qu'il en aurait été tout autrement si l'hypothèse de la "différence" n'avait pas été formulée. Dans le présent Rapport, nous avons supposé que

Tableau 4-1

Prix moyen à la pointe du brûleur

($ CAN de 1990 le gigajoule)

	1989	1990	1995	2000	2005	2010
résidentiel						
gaz naturel	4,78	4,65	5,31	6,11	6,75	7,36
mazout léger	8,29	9,05	9,14	9,41	9,67	9,88
électricité	14,86	15,17	16,99	16,96	16,95	17,22
commercial						
gaz naturel	4,06	3,99	4,62	5,45	6,09	6,73
mazout léger	7,00	7,76	7,78	8,04	8,30	8,50
électricité	18,81	18,82	22,66	22,63	22,61	23,04
industriel						
gaz naturel	2,43	2,61	3,51	4,38	5,05	5,81
mazout lourd	2,92	3,52	4,30	4,70	5,00	5,32
électricité	10,48	10,81	12,47	12,56	12,69	13,24
essence moteur (automobiles)	15,90	17,93	18,36	18,83	19,29	19,68
pétrole brut (Edmonton) ($ CAN de 1990 le mètre cube)	138,63	173,94	164,08	174,39	184,39	192,14
pétrole brut (Edmonton) ($ CAN de 1990 le gigajoule)	3,60	4,52	4,26	4,53	4,79	4,99

Nota: Prix non ajustés pour le rendement énergétique.

les conditions de concurrence sur le marché ne permettraient pas qu'il y ait de différences marquées entre les prix par secteur, différences nécessaires au maintien du prix du gaz naturel à parité avec celui du mazout lourd dans le secteur industriel sur les marchés de l'Est canadien. Si le prix du gaz naturel payé par les utilisateurs industriels de l'Est était maintenu égal à celui du mazout lourd, la différence de prix entre les secteurs industriel, commercial et résidentiel devrait s'accroître avec le temps pour atteindre des niveaux très supérieurs à l'actuelle différence de prix. Le marché du gaz naturel au Canada est actuellement constitué d'un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs. Nous prévoyons que cette situation se maintiendra dans l'avenir, et la concurrence qui en découlera aura tendance à avoir un effet égalisateur sur les prix pour les mêmes conditions contractuelles. Nous ne croyons pas qu'il soit possible que se maintiennent à long terme de grandes différences de prix entre les secteurs pour ces produits.

Dans le secteur résidentiel, le prix du gaz naturel livré augmente plus rapidement que celui du mazout léger ou de l'électricité. La raison en est que le prix du gaz naturel à la pointe du brûleur augmente à un rythme plus rapide que ceux du pétrole brut et de l'électricité (se reporter au chapitre 6). Cependant, pendant la période des prévisions et dans toutes les régions, le gaz naturel maintiendra son avantage concurrentiel sur les deux combustibles, compte tenu des rendements énergétiques respectifs. Le mazout léger n'est pas un combustible important pour le secteur résidentiel, sauf dans la région de l'Atlantique. En effet, dans les régions autres que l'Atlantique, la concurrence la plus féroce se joue entre le gaz naturel et l'électricité. Dans le secteur commercial, le profil des prix relatifs est semblable à celui du secteur résidentiel.

Dans le secteur industriel, les prix relatifs varient énormément selon les régions. Les marges pour le

transport et la distribution représentent un important pourcentage du prix du gaz naturel livré à l'Est canadien. En conséquence, bien que le gaz naturel soit moins cher pour les utilisateurs de l'Alberta, qui sont tout près des gisements, que celui du mazout lourd pendant toute la période des prévisions, cet avantage s'affaiblit à divers degrés dans les autres régions.

- Au Manitoba et en Saskatchewan, les prix du gaz naturel et du mazout lourd atteindront la parité vers 2005, et vers 2010, les prix du gaz naturel seront d'environ 10 % supérieurs. Nous présumons que les prix en Saskatchewan sont équivalents au prix du gaz livré à partir de l'Alberta. Il est possible que le prix du gaz naturel provenant des gisements situés en Saskatchewan soit inférieur, mais nous ne croyons pas que cela ait une influence marquée sur le profil de la demande de gaz.

- En Colombie-Britannique, les prix du gaz naturel et du mazout lourd atteindront la parité d'ici la fin du siècle, et en 2010, les prix du gaz naturel seront à un peu plus de 10 % supérieurs à ceux du mazout lourd. Les marges pour le transport et la distribution seront supérieures en Colombie-Britannique qu'en Alberta, par conséquent, même si la Colombie-Britannique possède ses propres approvisionnements en gaz naturel, les prix au titre de l'utilisation finale y sont un peu plus élevés qu'en Alberta.

- Le rapport en Ontario et au Québec est assez différent. En Ontario, le prix du gaz naturel en 1990 était à 85 % de celui du mazout lourd, il atteindra la parité en l'an 2000, mais la dépassera de 20 % en 2010. Au Québec, les prix du gaz naturel et du mazout lourd sont actuellement près de la parité. L'écart se dessinera d'ici à l'an 2000, alors que les prix du gaz naturel seront de 20 % supérieurs à ceux du mazout, et grimperont à 30 % en 2010. La principale différence entre les prix du gaz naturel dans le secteur industriel en Ontario et au Québec réside dans les frais de distribution plus élevés que doivent payer les consommateurs québécois.

4.2.2 Secteur résidentiel

Cette section examine le résultat de notre projection de la demande d'énergie du secteur résidentiel en considération des hypothèses avancées quant aux facteurs économiques, démographiques, et structurels déterminant cette demande d'ici l'année 2010. Dans un premier temps nous précisons ces facteurs qui influencent la demande d'énergie. Nous discutons ensuite du rapport qui s'est établi depuis le premier choc pétrolier entre ces facteurs et la croissance de la demande d'énergie du secteur résidentiel. Enfin nous présentons notre scénario de projection de 1990 à 2010 en examinant nos hypothèses et le résultat qui en découle quant à la demande résidentielle d'énergie.

La demande d'énergie du secteur résidentiel engloble l'énergie utilisée par tous les ménages au Canada (incluant le carburant diesel utilisé dans l'agriculture) à l'exclusion de l'essence pour moteur. En 1989, la demande d'énergie du secteur résidentiel a progressé de 90 pétajoules pour atteindre 1492 pétajoules, soit une augmentation de 6,4% par rapport au niveau de 1988. Cette hausse de la demande doit cependant être vue dans le contexte particulier de l'année 1989 où les températures ont été plus froides amenant des besoins de chauffage plus élevés. En 1989, la croissance normalisée de la demande s'établit à 4,5% par rapport à 1988.

On estime qu'en 1989 la demande d'énergie par utilisation finale était répartie de la façon suivante: 69% était destiné au chauffage des habitations, environ 14% était utilisé pour le chauffage de l'eau, et 17% était nécessaire à l'éclairage et au fonctionnement des appareils ménagers.

La demande d'énergie des ménages est largement influencée par les facteurs suivants:

- **les caractéristiques démographiques des ménages**. Le ménage est l'unité de base de la consommation; ainsi ses caractéristiques et sa croissance auront une incidence sur la demande d'énergie. L'utilisation au foyer des biens consommant de l'énergie est généralement partagée par les membres d'un même ménage. En conséquence, les changements dans le nombre de personnes qui le compose, dans l'âge et l'emploi de ses membres exercent une influence sur la période de temps au cours de la journée où le logement est occupé, sur le niveau d'utilisation des biens et donc sur les besoins énergétiques.

- **les facteurs économiques** tels le revenu par ménage et le prix de l'énergie. Suivant leur préférence économique, les ménages vont allouer leur revenu entre l'épargne et l'achat de différents biens et services. Ainsi des changements dans le revenu des ménages devraient entrainer des changements dans l'acquisition de biens notament ceux utilisant l'énergie. Les choix quant au type et à la taille du logement sont aussi liés au revenu des ménages. En plus d'avoir une incidence sur l'acq-

uisition de biens et services, le revenu exerce une influence sur le type et l'emplacement d'activités dans lesquelles les ménages décident de s'engager. L'éventail d'activités qui s'offre à un ménage et la manière dont celui-ci choisit de s'y engager s'élargissent avec un revenu plus élevé. À l'avenir, la mesure dans laquelle les ménages décideront de s'engager dans des activités à l'extérieur du logement constitue une source d'incertitude quant à l'évolution des besoins en énergie du secteur résidentiel.

- **les aspects techniques**. Les caractéristiques des logements, des appareils de chauffage, et des appareils ménagers sont aussi déterminantes de la consommation d'énergie des ménages. Par exemple, les ménages en logement multifamilial ont tendance à utiliser moins d'énergie que ceux habitant un logement unifamilial puisque les logements multifamiliaux sont généralement plus petits et ont une surface plus restrainte de murs extérieurs comparée aux résidences unifamiliales. L'évolution du parc de logements par type a ainsi un caractère déterminant de la demande d'énergie. Les matériaux et les pratiques de construction déterminent les caractéristiques des logements. Les normes relatives à l'isolation des nouvelles habitations ont par ailleurs été progressivement relevées. La conception des systèmes de chauffage et des appareils ménagers a aussi été modifiée au cours des dernières décennies de sorte que de nouvelles technologies ont permis la mise en marché d'appareils moins énergivores.

- **les facteurs institutionnels.** L'intervention des gouvernements et des services publics exerce une influence sur les choix des consommateurs en matière de consommation d'énergie par l'application de normes, la promotion, et la mise en oeuvre de programmes.

Le tableau 4-2 illustre le rapport qui s'établit entre la croissance de la demande d'énergie du secteur

Tableau 4-2

Demande d'énergie du secteur résidentiel

	taux annuels moyens de croissance (%)				
	1973-1985	1985-1989	1989-2000	2000-2010	1989-2010
ménages	2,6	2,0	1,4	1,3	1,4
revenu réel disponible par ménage	0,7	1,3	0,1	1,0	0,5
prix réel de l'énergie [a]	4,9	-3,6	1,5	0,7	1,1
demande pour utilisation finale [b]	0,8	1,7	0,5	0,5	0,5
demande énergétique par ménage	-1,6	-0,3	-1,0	-0,8	-0,9

	niveau						
	1973	1985	1989	1995	2000	2005	2010
demande pour utilisation finale [b] (pétajoules)	1262,7	1386,7	1481,9	1537,3	1565,1	1600,1	1644,7
demande par ménage (gigajoules)	197,3	162,7	160,8	152,2	144,3	137,8	132,8

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Le prix de l'énergie représente un indice du prix par secteur, redressé selon le rendement relatif des combustibles.

[b] Normalisée pour tenir compte du climat.

résidentiel et la croissance du nombre de ménages, du revenu réel disponible par ménage et du prix réel de l'énergie au Canada pour la période allant de 1973 à 2010.

De 1973 à 1985 la consommation d'énergie par ménage dans le secteur résidentiel a chuté en moyenne de 1,6% par année. Au cours de cette période, les ménages ont vu leur revenu disponible s'accroître de façon modeste à un rythme annuel de 0,7%, alors que la hausse des prix de l'énergie à laquelle ils devaient faire face s'élevait à près de 5% annuellement. L'année 1985 indique un tournant sur le plan du prix de l'énergie dans le secteur résidentiel. Alors que jusqu'en 1984 le prix de l'énergie s'était accru systématiquement d'année en année, depuis 1985 les ménages ont bénéficié de prix à la baisse. La baisse, avec en plus une croissance plus vigoureuse du revenu réel disponible par ménage (1,3% par année), aura favorisé une stabilisation de la demande d'énergie par ménage depuis 1985 en comparaison de ce qui était observé plus tôt.

L'évolution de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel au cours des deux dernières décennies a subi l'influence de changements structurels parmi lesquels on compte:

- l'adoption de normes d'isolation plus sévères;
- la mise en oeuvre de programmes visant les économies d'énergie et le remplacement du pétrole;
- l'accroissement de la pénétration d'appareils électroménagers existants et l'arrivée de nouveaux appareils sur le marché;
- l'amélioration du rendement énergétique des appareils ménagers et du matériel de chauffage;
- la baisse du nombre de personnes par ménage. Depuis 1973, la taille moyenne des ménages au Canada est passée de 3,5 personnes à 2,8 personnes en 1989.

Le resserrement des normes d'isolation dans les nouvelles constructions a eu une influence sur la demande d'énergie des ménages au Canada. En grande majorité, le parc de logements (exception faite des immeubles à logements multiples) au Canada a été construit en utilisant une structure de bois et une variété de matériaux de recouvrement. À l'origine, les logements d'avant les années '60 étaient souvent construits avec peu ou pas d'isolation. Au cours des années '70, les codes provinciaux du bâtiment ont commencé à exiger des niveaux minimums d'isolation dans les murs, plafonds et sous-sols des nouvelles constructions. En 1978, avec la hausse des prix de l'énergie, le Conseil national de la recherche du Canada (CNRC) publiait dans le cadre du Code national du bâtiment (CNB) une série de mesures relatives à la conservation de l'énergie dans les nouvelles constructions - les provinces ayant autorité en matière de construction résidentielle, ces mesures ne doivent être vues que comme recommendations. Une deuxième série de mesures resserrant les normes d'isolation a été publiée en 1983 par le CNRC.

Au cours des quinze dernières années, les hausses de prix de l'énergie ont incité plusieurs propriétaires d'habitation à prendre des mesures visant à économiser sur les coûts de l'énergie. Les gouvernements et les services publics ont mis en oeuvre des mesures d'encouragement en vue d'atteindre des objectifs de conservation de l'énergie et de conversion à d'autres types de combustibles plus abondants, afin de réduire la dépendance du pays envers le pétrole importé. La plupart des programmes d'envergure nationale qui ont été lancé au cours de cette période sont maintenant terminés.

Avec les changements qui se sont opérés quant à la construction résidentielle au cours des dernières années, on estime que le rendement énergétique des nouveaux logements au Canada dépasse d'en moyenne 35% celui de l'ensemble des logements.

La structure des combustibles de chauffage a aussi été considérablement modifiée au cours de la dernière décennie en raison des efforts visant à remplacer le mazout dans les logements existants et aussi en raison des choix des promoteurs et des propriétaires de nouvelles habitations. Le chauffage électrique a connu une popularité croissante. En 1980, 37% des ménages canadiens utilisaient le mazout comme principal combustible de chauffage, 39% utilisaient le gaz et 19% l'électricité. En 1989, on observait la répartition suivante: soit 17%, 44% et 33% respectivement pour le mazout, le gaz et l'électricité. On retrouvait l'utilisation d'autres combustibles, tel le bois et le propane, comme source principale de chauffage dans environ 6% des ménages.

En plus de la popularité croissante du chauffage électrique, les changements dans les taux de diffusion des appareils ménagers ont contribué à modifier l'importance relative des divers combustibles dans la consommation d'énergie du secteur résidentiel. Un ménage moyen a plus d'équipements utilisant de l'énergie maintenant qu'au

début des années '70. Parmis les appareils les plus importants, la croissance la plus marquée revient au four à micro-onde dont la diffusion, pratiquement inexistante au milieu des années '70, est passée à près de 65% des foyers canadiens en 1989. De 1975 à 1989, des hausses appréciables du taux de diffusion ont aussi été observées notament pour les congélateurs (de 42 à 59%), les lave-vaisselles (de 15 à 43%), et les sécheuses électriques (de 48 à 71%). Le taux de diffusion des machines à laver est quant à lui demeuré relativement stable autour de 78%. Au cours de la même période, la diffusion de téléviseurs couleur s'est aussi accrue de façon appréciable. Ces appareils ont dans plusieurs cas remplacé des téléviseurs noir et blanc consommant généralement 33% moins d'électricité par unité. Aussi, dans les dernières années le type de nouveaux biens dont les consommateurs ont fait l'acquisition a changé. Ces nouveaux biens, en grande partie de l'équipement électronique de divertissement et de travail tels les appareils vidéo, les lecteurs de disques compact et les ordinateurs personnels, ont tendance à être peu énergivores. En revanche, leur acquisition contribue aussi à modifier l'occupation des gens au foyer et ainsi les besoins en énergie des ménages.

Dans un ménage type aujourd'hui les principaux appareils ménagers (réfrigérateurs, congélateurs, lave-vaiselles, machines à laver, et cuisinières électriques) offrent un rendement énergétique supérieur à celui qui prévalait en 1973. Les changements technologiques ont permis aux fabricants de mettre en marché de nouveaux appareils qui sont maintenant 30 à 55% plus efficaces que ceux du début des années '70. Aussi, des gains significatifs dans l'efficacité de combustion des fournaises conventionnelles au gaz et au mazout ont été atteints à la fin des années '70 et ont amené les utilisateurs à consommer ces combustibles avec une efficacité d'environ 65%. Depuis des systèmes de chauffage au gaz et au mazout offrant une efficacité de 80 à plus de 90% ont été mis en marché.

Selon l'Association canadienne du gaz, les ventes de fournaises au gaz à rendement conventionnel (efficacité inférieur à 80%), à rendement moyen (efficacité variant de 80% à 89%) et à rendement élevée (efficacité supérieur à 90%) en proportion de l'ensemble des livraisons de nouvelles fournaises au gaz se sont depuis 1984 maintenues à environ 67%, 10% et 23% respectivement. L'usage de la thermopompe pour le chauffage et la climatisation des locaux représente une application relativement récente d'une technique connue. Le réfrigérateur et le climatiseur sont deux exemples de thermopompes ne fonctionnant qu'en mode de refroidissement. Au Canada, cette technologie est installée dans à peine 2% des résidences pour répondre à des besoins de chauffage et de climatisation. Pour les besoins de chauffage, les facteurs d'efficacité (ou coefficients de performance saisonnière) varient de 120% à 270% en fonction du type d'appareil et de la rigueur du climat dans la région où la thermopompe est en service. Un facteur d'efficacité de 270% signifie qu'il s'opère un transfert de chaleur de 2,7 KW.h pour chaque kilowatt-heure d'électricité fourni à la thermopompe. Le plus gros désavantage demeure son incapacité à satisfaire la totalité des besoins de chauffage puisque dans la plupart des régions au Canada la température de l'air extérieur baisse à des niveaux où les pertes de chaleur du logement deviennement supérieures à la quantité de chaleur fournie par la thermopompe. La thermopompe doit donc être jumelée à un système d'appoint, ce qui rend le potentiel d'économie souvent insuffisant pour rentabiliser l'investissement. Compte tenu du prix de l'énergie au Canada, la période de récupération du coût d'une thermopompe peut même excéder dix ans.

Notre projection de la demande d'énergie du secteur résidentiel pour la période 1990 à 2010 se fonde sur les hypothèses suivantes quant aux facteurs démographiques et économiques:

- La croissance du nombre de ménages s'effectuera à un rythme modéré en comparaison de ce qui a été observé jusqu'à maintenant. D'ici l'année 2000, le rythme annuel de croissance demeurera stable à 1,4% par an. Au cours des dix années suivantes, la formation des ménages ralentira graduellement de sorte qu'en moyenne pour la période, le taux annuel de croissance s'établira à 1,3%.

- Le nombre de ménages croîtra plus rapidement que la population. En conséquence, la taille moyenne des ménages diminuera. De 2,8 personnes en 1990, les ménages canadiens ne compteront plus en 2010 que 2,5 personnes en moyenne.

- Le revenu réel disponible par ménage demeurera relativement stable jusqu'à la fin de la décennie '90. De 2000 à 2010, nous retenons l'hypothèse d'une croissance annuelle moyenne de 1,0%.

- Après une baisse amorcée en 1985, le prix réel de l'énergie est à la hausse à partir de 1990 à un rythme légèrement supérieur à 1,0% par année jusqu'en 2010.

Au sujet de l'intégrité thermique des logements existants, il appert que dans l'ensemble du pays, des mesures visant à accroître le degré d'isolation ne seraient économiquement rentables, compte tenu de nos hypothèses de prix des combustibles, que dans le cas des logements non-isolés, typiques des construction d'avant 1945, et aussi des logements chauffés à l'électricité ayant un faible degré d'isolation. Nous croyons qu'il existe un potentiel pour des économies d'énergie par des mesures d'isolation dans le parc de logements existants. Nous avons cependant retenu l'hypothèse qu'en l'absence de mesures incitatives particulières dans ce domaine, aucune amélioration significative du rendement énergétique des logements existants n'est à prévoir dans la période de projection. Le remplacement graduel du parc actuel par des logements neufs caractérisés par un rendement énergétique plus élevé contribuera à la diminution des consommations moyennes.

La révision des normes réglementaires dans la construction résidentielle et le recours à des matériaux offrant de meilleures caractéristiques d'isolation permettra une amélioration continue du rendement énergétique des nouveaux logements au cours de la période de projection. Compte tenu de l'évolution de la construction de logements unifamiliaux et multifamiliaux la consommation unitaire des nouveaux logements diminuera d'environ 8% d'ici 2010. Les nouvelles constructions s'ajoutent au parc de logements existants à un rythme d'environ 240 000 unités par année. A ce rythme, les logements bâtis depuis 1984 représenteront en 2010 près de 50% du parc total de logements. Le comité du Conseil national de la recherche sur le Code national du bâtiment devrait publier en 1991 une révision des mesures visant la conservation de l'énergie dans les nouvelles constructions. Les nouvelles normes n'avait pas encore été publiées au moment de la rédaction du présent rapport. En Colombie-Britannique, des révisions au code du bâtiment sont prévues pour 1992. Les révisions viseront à inclure des normes pour réduire les coûts de l'énergie par des mesures économiquement rentables. En Ontario, il est prévu que la mise à jour du code du bâtiment de la province mènera à une réduction de 15% des besoins en chauffage des nouveaux logements unifamiliaux dès 1991 en comparaison des résidences construites suivant les normes en vigueur en 1990.

Le rendement énergétique des nouveaux logements peut être amélioré considérablement, compte tenu des technologies présentement disponibles pour des produits comme les fenêtres et les portes, et si une attention particulière est accordée à hausser le degré d'isolation, à prévenir les infiltrations d'air, et à choisir un emplacement et une orientation en fonction du rayonnement solaire, cependant étant donné le niveau bas des prix de l'énergie dans notre projection du secteur résidentiel et aussi la volonté de contenir les coûts de construction, nous ne croyons pas que les constructeurs auront un intérêt marqué pour intégrer une large gamme de nouvelles technologies caractérisées par l'efficacité énergétique dans les nouveaux logements. Du même coup, nous ne prévoyons pas qu'un intérêt assez grand pour les économies d'énergie puisse provoquer une poussée importante de la demande pour les maisons de type R-2000 ou celles comportant des caractéristiques d'efficacité énergétique supérieure. Le temps nécessaire pour récupérer les sommes investies dans de telles maisons excède la période pendant laquelle la plupart des propriétaires demeurent dans la même maison. Par ailleurs, il semble que peu d'acheteurs de maisons font cas des avantages que comporte la vie dans une maison de type R-2000 qui intègre de nombreux avancements en matière de rendement énergétique. En dépit de ces barrières, des initiatives dans l'efficacité énergétique des nouveaux logements seront soutenues par les programmes de gestion de la demande prévus par les services publics.

Nous prévoyons une certaine amélioration du rendement énergétique moyen des appareils de chauffage. On suppose que pendant la période des prévisions le rendement énergétique moyen du parc d'appareils de chauffage à gaz augmentera d'environ 8%. Cet amélioration découle principalement d'une amélioration prévue de près de 10% du rendement des nouveaux appareils mis en service résultant d'une augmentation du taux de diffusion des appareils offrant un rendement énergétique moyen. Nous supposons qu'à partir de 1992, le taux de diffusion des appareils à rendement moyen sera porté à 75%, alors que le taux de diffusion des appareils à rendement élevé se maintiendra au niveau voisin de celui observé au cours de la décennie '80, soit environ 25%.

Dans le cadre des règlements visant la Energy Efficiency Act (Loi sur le rendement énergétique) de l'Ontario et établissant des normes applicables au point de vente, les manufacturiers ont indiqué qu'ils soutiendront la production de systèmes de chauffage au gaz offrant un rendement de 78% à partir de janvier 1992. Nous avons supposé que cette norme sera diffusé à la grandeur du pays. En ce qui concerne le rendement du parc d'appareils de chauffage au mazout, nous prévoyons une

amélioration moyenne de 4% d'ici 2010 en raison du retrait des plus vieux équipements inefficaces et du remplacement d'une portion de ceux-ci par des appareils neufs au mazout offrant un meilleur rendement. L'amélioration prévue de la résistance thermique de l'enveloppe des nouveaux logements contribuera vraisemblablement à reduire l'attrait pour les pompes à chaleur en prolongeant la période de recouvrement simple sur l'investissement. Durant la période de projection, nous prévoyons que le taux de diffusion du chauffage au gaz devrait se maintenir relativement stable à environ 45%, la proportion des ménages se chauffant au mazout diminue largement pour atteindre environ 6% en 2010 (17% en 1989), et le chauffage électrique voit sa popularité s'accroître à environ 42% (33% en 1989). Environ 7% des ménages utilise une autre source principale de chauffage, notamment le bois ou le propane, au terme de la période de projection.

En ce qui a trait aux besoins liés au chauffage de l'eau, nous croyons qu'en dépit de l'accroissement prévu des taux de diffusion des lave-vaisselles, l'effet combiné de la diminution de la taille des ménages et l'amélioration des nouveaux lave-vaisselles et lessiveuses par des dispositifs permettant de mieux contrôler et réduire l'utilisation de l'eau chaude permettra une diminution de près de 12% des besoins en eau chaude par ménage d'ici l'année 2010. Avec une amélioration du rendement des chauffe-eau en partie soutenu par les programmes de gestion de la demande des services publics, nous croyons que la quantité moyenne d'énergie par ménages utilisée pour le chauffage de l'eau diminuera d'environ 16% au cours de la période de projection.

Il apparait vraisemblable que durant la période de projection, les améliorations au rendement des appareils ménagers canadiens seront dans une large mesure guidées par les développements technologiques aux États-Unis. La consommation unitaire des appareils ménagers a été historiquement plus faible aux États-Unis qu'au Canada, en partie parce que les prix de l'énergie plus faibles au Canada n'ont pas suscité une demande pour une plus grande efficacité énergétique des appareils. Aussi, les investissements requis par les fabricants canadiens pour améliorer leurs produits ont souvent été jugés non rentables en raison d'un marché intérieur relativement petit.

L'Entente de libre échange intervenu entre le Canada et les États-Unis ouvrira le marché canadien des appareils ménagers à une plus grande compétition. Des affiliations ont été conclues entre des fabricants canadiens et américains avec pour résultat une certaine dépendance sur les firmes américaines pour la conception et l'innovation des produits. Les prix de l'énergie plus élevés, les normes d'efficacité strictes et les sommes importantes accordées en recherche et développement aux États-Unis contribueront aux améliorations technologiques en matière d'efficacité énergétique des appareils ménagers.

Un resserrement des normes limitant la consommation d'énergie des réfrigérateurs et congélateurs est prévu aux États-Unis pour 1993. Cette norme devrait conduire à une diminution d'environ 25% des besoins unitaires des nouveaux réfrigérateurs/ congélateurs en comparaison de la norme présentement en vigueur. Des normes révisées sont aussi prévues pour 1995 pour les lessiveuses, sécheuses et lave-vaisselles. En Ontario, le gouvernement provincial a adopté dans le cadre de sa Energy Efficiency Act, un resserrement des normes pour les réfrigérateurs et congélateurs devenant effectif en 1994. Les nouvelles normes devront égaler celles en vigueur aux États-Unis à partir de 1993. L'Ontario prévoit aussi adopter les normes en vigueur aux États-Unis quant aux cuisinières électriques, lave-vaisselles, lessiveuses et sécheuses. Compte tenu de l'importance du marché ontarien sur la scène canadienne, nous croyons que les normes adoptées par le gouvernement de l'Ontario pourront déterminer le rendement énergétique des appareils ménagers dans l'ensemble du pays. Dans ce contexte, nous supposons que d'ici l'année 2010, les améliorations moyennes de rendement du parc d'appareils ménagers devraient s'établir comme suit:

Réfrigerateurs	53 %
Congélateurs	60 %
Lave-vaisselles	17 %
Lessiveuses	25 %
Sécheuses	12 %
Cuisinières électriques	23 %

Nous prévoyons que les ventes d'appareils ménagers demeureront fermes au cours de la période de projection grâce au renouvellement des appareils vieillissants. Les fours à micro-ondes et les lave-vaisselles connaîtront pour leur part les plus fortes hausses de taux de diffusion.

On estime que dans plus de 90% de l'éclairage domestique, les ménages canadiens utilisent des ampoules à incandescence. Les besoins en énergie par ampoule peuvent être réduits de 70 à 80% par l'utilisation de fluorescents compacts aux endroits appropriés. En usage intensif, le recours au fluorescent compact peut être économiquement rentable sans dépasser l'horizon d'investissement de la plupart des consommateurs. Par example, pour une utilisation quotidienne de trois

heures il faut en moyenne 5 ans à un consommateur canadien pour rentabiliser l'acquisition d'un fluorescent compact, compte tenu des prix de l'électricité, en comparaison de l'alternative qui est l'utilisation d'ampoules à incandescence. Bien que ce type de fluorescents s'adapte aux douilles normalement en place pour les ampoules, son applicabilité demeure incertain notamment en raison de son poids, sa dimension et des préférences des consommateurs vu son prix élevé. Dans notre projection de demande d'énergie nous avons supposé une amélioration du rendement moyen, dans le domaine de l'éclairage, de l'ordre de 15% d'ici l'année 2010.

En vertu de nos hypothèses, dans l'ensemble l'énergie nécessaire au fonctionnement des appareils et à l'éclairage devrait s'accroître d'un peu plus de 5% d'ici l'année 2010 dans le secteur résidentiel. Les améliorations importantes du rendement de l'équipement des ménages sont au premier plan des facteurs explicant cette hausse modeste des besoins énergétiques.

En résumé, l'ensemble des considérations discutées précédemment nous suggèrent une augmentation de la demande d'énergie pour le secteur résidentiel d'environ 11% (croissance annuelle moyenne de 0,5%) au cours de la période de projection. La consommation moyenne des ménages devrait quant à elle chuter de 17% (diminution annuelle moyenne de 0,[illegible]%) d'ici l'année 2010. Plus de 60% de cet amélioration de rendement trouve son origine dans les besoins liés au chauffage des logements, soit par l'entré de nouveaux logements dans le parc domiciliaire pour satisfaire aux nouveaux ménages et renouvellement des logements existants retirés du parc, soit par le renouvellement des appareils de chauffage par de l'équipement plus efficace, soit encore par la popularité croissante du chauffage à l'électricité. Environ 15% est issu des mesures liées au chauffage de l'eau, et 25% provient des améliorations du rendement du parc d'appareils ménagers et de l'éclairage.

Les services publics d'électricité du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ont mis en oeuvre des programmes de gestion de la demande d'électricité qui aura une influence sur la demande et l'intensité énergétique du secteur résidentiel. Notre projection de demande d'énergie tient compte de l'incidence de ces programmes. Nous croyons qu'en l'absence de telles initiatives les besoins énergétiques du secteur résidentiel auraient été en 2010 environ 33 pétajoules plus élevés (soit 2%) qu'ils ne le sont dans la présente projection.

À long terme, le taux de croissance moyen de la demande d'énergie de 0,5% par an dans cette projection est légèrement inférieur à celui qui résultait du scénario élevé dans notre rapport de 1988. Dans ce rapport, nous indiquions une croissance projetée de la demande de 0,8% et 0,6% pour les scénarios bas et élevé respectivement. En 1989, la demande réelle d'énergie a été environ 6% supérieure à ce que nous estimions pour cette année-là dans nos travaux de 1988. En dépit de ce fait, des améliorations du rendement énergétique plus importantes dans la présente projection quant à l'équipement domestique et à l'éfficacité thermique des nouveaux logements amènent la demande résidentielle à converger vers le niveau projeté à l'horizon 2005 dans le scénario bas du rapport de 1988.

Toute projection de demande d'énergie est sujette à un degré d'incertitude. Dans le cadre de cette projection, nous sommes d'avis que des changements liés au mode de vie des individus pourraient avoir une influence significative sur la demande d'énergie du secteur résidentiel. Avec une population vieillissante, il est possible qu'une proportion grandissante des canadiens choisiront de passer plus de temps à la maison, exerçant ainsi une pression à la hausse sur les besoins résidentiels d'énergie. Il se pourrait à l'inverse qu'une partie plus importante de la population préfère orienter leurs activités à l'extérieur du logement, par example vers le voyage. Les moyens de communication de plus en plus sophistiqués pourraient favoriser des activités professionnelles accrues à la maison. Des variations quant à l'espérance de vie prévue de l'équipement des ménages et des taux de diffusion et d'utilisation ouvrent une voie pour des changements dans la demande d'énergie relativement à notre projection. Enfin, le degré de réussite des programmes de gestion de la demande d'énergie en regard des objectifs poursuivis constitue un autre élément d'incertitude. Ces programmes visent la promotion des économies d'énergie. L'achat d'appareils dotés de caractéristiques liées à l'amélioration du rendement énergétique implique souvent des coûts supplémentaires au moment de l'acquisition. Des études menées sur les habitudes d'achat des consommateurs ont cependant révélé que ceux-ci désiraient récupérer les sommes additionnelles investies sur une période relativement courte (généralement près d'un an) par une réduction des dépenses d'opération. Un taux d'acceptation plus faible que prévu des équipements à rendement énergétique supérieur amènerait une augmentation de la demande d'énergie relativement à la projection discutée dans cette section.

4.2.3 Secteur commercial

La demande d'énergie du secteur commercial englobe les besoins du secteur institutionnel et de l'ensemble des services, à l'exception des transports et des services publics d'énergie. Ce secteur regroupe une grande variété de catégories d'immeubles ayant des besoins en énergie fort différents comme les écoles, les hôpitaux et les autres établissements de santé, les établissements religieux et d'enseignement, les immeubles à bureaux, les commerces de détail et les entrepôts, les immeubles du domaine de l'hôtellerie et les restaurants, et d'autres établissements de services comme les laveries automatiques. Parmi toutes ces catégories d'immeubles, ceux ayant les besoins énergétiques les plus grands sont les immeubles à bureaux qui représentent 21 % de l'utilisation d'énergie du secteur commercial, les commerces au détail et les établissements d'enseignement qui représentent chacun 18 %. Quant aux autres catégories d'immeubles, chacune d'entre elles totalise 10 % de l'utilisation de l'énergie ou moins.

L'utilisation de l'énergie dans le secteur commercial est à bien des égards semblable à celle du secteur résidentiel et peut être classée sous cinq grandes catégories :

- Le **chauffage** arrive en tête des utilisations d'énergie dans la plupart des catégories d'immeubles commerciaux, bien qu'il n'occupe pas une place aussi importante que dans les immeubles résidentiels. On estime que le chauffage représente actuellement près de 55 % de l'utilisation d'énergie du secteur commercial. Le gaz naturel est utilisé pour les deux tiers de la surface utile commerciale, viennent ensuite le mazout et l'électricité. Les systèmes de chauffage varient selon la taille et la catégorie des bâtiments. Dans les grands immeubles, on utilise des systèmes à chaudière alimentée au mazout, au gaz et à l'électricité, mais les chaudières alimentées au gaz prédominent. Quant aux petits bâtiments, outre les systèmes de chauffage à chaudière, l'utilisation d'unités de toit alimentés au gaz et des systèmes électriques est très répandue.

- En 1988, l'**éclairage** représentait près de 15 % de l'utilisation d'énergie du secteur commercial, ce qui correspond, cependant, au tiers de l'électricité consommée dans ce secteur. La majorité des immeubles commerciaux ont une intensité d'éclairage (2-3 watts du pied carré) que l'on considère généralement comme trop élevée pour la plupart des applications. Cette intensité est fournie par des luminaires à deux ou à quatre tubes fluorescents standard de 40 watts munis de ballasts classiques à noyau inductif. Bien qu'il ait été démontré que des niveaux plus bas d'éclairage et que des technologies plus efficaces représentent de nouvelles possibilités techniques et un potentiel d'économie, ces nouvelles technologies ne sont pas utilisées à grande échelle dans les bâtiments existants pour différentes raisons qui seront examinées ci-dessous.

- La **climatisation** comprend l'électricité utilisée pour alimenter les systèmes centralisés et autonomes de conditionnement de l'air mais non les systèmes de ventilation. Les grands immeubles emploient habituellement des systèmes de climatisation centralisés qui sont intégrés aux systèmes CVAC (chauffage, ventilation et air climatisé) du bâtiment et qui utilisent des compresseurs de réfrigération pour produire de l'eau refroidie qui, à son tour, sert à refroidir l'air ambiant. La plupart des systèmes de climatisation sont électriques, bien qu'il existe des systèmes alimentés au gaz.

- Par **ventilation**, l'on entend les moteurs des ventilateurs qui sont utilisés dans les systèmes CVAC pour apporter l'air extérieur et distribuer l'air conditionné dans tout le bâtiment.

- Le **matériel** englobe l'ensemble de toutes les autres utilisations de l'électricité dans les immeubles à caractères commercial et institutionnel, surtout la charge des "enfichables", mais également les moteurs servant aux ascenseurs et aux autres systèmes électriques de l'immeuble qui ne font pas partie de l'éclairage ou des systèmes CVAC. Cette catégorie comprend également l'énergie utilisée pour la cuisson dans les restaurants et pour le chauffage de l'eau. L'intensité de la charge des appareils enfichables s'est accrue rapidement dans certaines catégories de bâtiments en raison de la prolifération des techniques de traitement de l'information.

L'importance relative de ces utilisations pour l'ensemble des consommateurs commerciaux demeure néanmoins différente de ce qui s'observe dans le secteur résidentiel.

Un aperçu historique de l'évolution du prix de l'énergie, de l'activité économique et de la demande énergétique du secteur commercial apparaît au tableau 4-3. De 1973 à 1985, la demande d'énergie du secteur commercial a augmenté de 1,2 % par année alors que l'influence des prix réels de l'énergie, qui grimpaient à un rythme supérieur à 4 % par année, était plus que neutralisée par une croissance du PIB réel du secteur commercial de presque 3,5 % par

Tableau 4-3

Demande d'énergie du secteur commercial

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-1985	1985-1989	1989-2000	2000-2010	1989-2010
PIB réel secteur commercial	3,2	4,0	2,0	2,1	2,0
prix réel de l'énergie [a]	4,4	-2,3	1,9	0,6	1,3
demande pour utilisation finale	1,2	2,0	1,0	1,0	1,0
intensité	-1,9	-1,9	-0,9	-1,1	-1,0

niveau

	1973	1985	1989	1995	2000	2005	2010
demande pour utilisation finale (pétajoules)	711,9	821,3	889,4	948,4	996,6	1048,0	1100,0
intensité (mégajoules par $CAN 1981)	6,5	5,1	4,8	4,5	4,3	4,1	3,9

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Le prix de l'énergie représente un indice de prix par secteur, redressé selon le rendement relatif des combustibles.

année. De 1985 à 1989, le PIB réel du secteur commercial s'est accru plus rapidement que dans la période antérieure, mais avec la chute des prix du pétrole et la faible augmentation de ceux du gaz, les prix réels de l'énergie ont connu une baisse. L'utilisation de l'énergie dans le secteur commercial a augmenté, en moyenne, de 2 % par année. Pendant toute la période entre 1973 et 1989, l'intensité énergétique (soit l'énergie par dollar de 1981 du PIB commercial) dans ce secteur a diminué de presque 2 % par année.

Plusieurs incertitudes demeurent lorsqu'il s'agit de formuler des projections de l'utilisation de l'énergie dans le secteur commercial :

- L'évolution du PIB réel et de la part du secteur des services dans la production. Certains analystes prévoient une croissance rapide de la part qu'occupera le secteur des services dans la production canadienne au cours des 20 prochaines années, alors que d'autres prévoient une stabilisation qui découlerait de la saturation croissante du marché en ce qui concerne les différents types de services offerts et du resserrement fiscal auquel sont soumis les services dispensés par les gouvernements.
- Le rendement thermique des constructions récentes dans le secteur commercial et les caractéristiques particulières des nouveaux bâtiments par rapport à ceux qui existent déjà (par ex., la climatisation est-elle plus répandue dans les nouvelles constructions?).
- Le recours croissant à une vaste gamme de matériel de bureau à alimentation électrique et le rendement énergétique de ces appareils. Il s'agit de ce que l'on a nommé charge des "enfichables" et qui sera examinée plus en détail ci-dessous.
- Le rythme de pénétration de nouvelles technologies à meilleur rendement énergétique, particulièrement de celles qui sont présentement disponibles et rentables en vertu des prix actuels de l'énergie mais dont l'usage n'est pas tellement répandu à cause de barrières qui seront expliquées plus loin. Dans le secteur commercial, les nouvelles techniques d'éclairage en sont le meilleur exemple.

Parmi les barrières aux investissements du secteur commercial dans les domaines des économies d'énergie ou du rendement énergétique citons :

- L'importance accordée aux coûts initiaux, c'est-à-dire les dépenses initiales en immobilisations (qui sont habituellement plus faibles, comportant toutefois des normes de rendement énergétique moins élevées quant à la consommation d'énergie et des coûts d'exploitation supérieurs), plutôt qu'aux coûts du cycle de vie ou d'exploitation (les dépenses initiales en immobilisations peuvent être plus élevées, mais le rendement énergétique sera meilleur et les frais d'exploitation plus bas, ce qui diminuera les coûts du cycle de vie). Àtitre d'exemple, les propriétaires de grands immeubles donnés en location qui peuvent transmettre les coûts d'énergie à leurs locataires seront sans doute davantage préoccupés par les coûts initiaux lorsqu'ils construiront de nouveaux immeubles.

- Les immeubles dont les propriétaires sont aussi les occupants. Les gouvernements et les grandes sociétés qui occupent leur propres immeubles sont ceux qui, selon toute vraisemblance, pourraient effectuer des investissements en vue d'améliorer le rendement énergétique. Les propriétaires de petits immeubles données en location seront moins disposés à engager des fonds dans la conservation de l'énergie.

- Un manque d'information sur les techniques et les systèmes de conservation d'énergie.

- L'apparence et l'esthétique qui prennent parfois le pas sur le rendement énergétique.

Comme nous le verrons ci-dessous, nos prévisions de la demande d'énergie du secteur commercial sont influencées par la croissance du PIB de ce secteur, les variations du prix de l'énergie, les politiques des gouvernements et des services publics, et le rythme avec lequel les technologies à meilleur rendement énergétique seront mises en application. Compte tenu de la diversité du secteur commercial, de la nécessité d'obtenir de grandes quantités de données précises et d'information pour mener à bien une analyse en profondeur de l'utilisation d'énergie par catégorie d'immeuble et par utilisation finale, ainsi que du manque de données rapidement disponibles et fiables, nous avons, dans une large mesure, mis l'accent sur les besoins en énergie des grands utilisateurs d'énergie, particulièrement sur les besoins en énergie des immeubles à bureaux, et sur l'examen de certaines utilisations finales d'énergie comme l'éclairage et le fonctionnement des appareils enfichables.

Au cours d'une perspective de 20 ans, il se produit un certain remplacement du parc d'équipement, que ce soit le matériel ou les immeubles, qui aura pour effet de freiner la croissance de la demande d'énergie même s'il n'y avait aucune innovation technique au-delà de celles qui existent actuellement. On estime que pour les nouveaux **immeubles à bureaux** tout à l'électricité, les besoins en énergie pour le chauffage sont de quelque 30 % inférieurs à ceux des immeubles existants et les besoins pour l'éclairage et la ventilation sont de 14 % inférieurs. Toutefois, la popularité croissante des systèmes d'air climatisé ont pour effet d'augmenter l'utilisation d'énergie pour la climatisation dans un nouvel immeuble moyen à plus de 80 % au-delà de celle du parc d'immeubles existants, et ce malgré l'existence de systèmes à rendement amélioré. Un nouvel immeuble à bureaux tout à l'électricité consomme, pour l'ensemble de ses utilisations finales, près de 13 % moins d'énergie que les immeubles déjà existants. Quant aux nouveaux commerces de détail (entièrement à l'électricité), on estime que leur rendement énergétique est amélioré de 10 % pour l'ensemble des besoins de CVAC, de réfrigération et d'éclairage.

Les immeubles ultra-modernes permettent d'économiser davantage d'énergie que ne l'exigent les normes actuelles pour les nouvelles constructions. Les palais de justice à Newmarket et à Ottawa, en Ontario, sont des exemples de constructions ultra-modernes. Ce genre d'immeuble consomme, y compris les charges liées aux occupants, environ 0,8 à 0,9 GJ par mètre carré comparativement à 1,2 ou 1,3 GJ par mètre carré pour des immeubles plus classiques de construction récente, soit une amélioration de 33 %.

Les besoins en énergie liés à l'**éclairage** font l'objet de nombreuses études. Il existe plusieurs techniques permettant des économies d'énergie et une meilleure rentabilité dont l'usage n'est pas encore répandu dans les établissements commerciaux. Au cours des années 1970 et 1980, on réalisait des économies d'énergie en réduisant l'intensité de l'éclairage par la mise hors service ou l'élimination de certains luminaires existants. Cette méthode a été largement adoptée, mais elle n'offre plus beaucoup de possibilités de réaliser davantage d'économies d'énergie. Nous prévoyons qu'au cours des vingt prochaines années, des économies d'énergie en matière d'éclairage se réaliseront grâce à l'utilisation croissante de nouvelles technologies, surtout parce qu'il est probable que tous les luminaires existants soient remplacés

au complet au moins une fois au cours de cette période.

Parmi les technologies actuelles d'éclairage fluorescent offrant un meilleur rendement et un court délai de récupération des coûts par rapport à la lampe traditionnelle de 40 watts munie d'un ballast standard de 16 watts et d'un luminaire peint en blanc citons :

Types de technologies d'énergie	Pourcentage d'économie
Lampes de remplacement à bon rendement énergétique	15
Lampes de remplacement à haut rendement énergétique	20
Nouveaux luminaires munis de lampes à haut rendement énergétique	20
Ballasts à noyau inductif à bon rendement énergétique	10
Ballasts électroniques	15 à 40
Ballasts électroniques à rhéostat	50 à 80
Réflecteurs optiques (avec le retrait de la moitié des lampes)	50

Somme toute, avec l'adoption de techniques d'éclairage plus efficaces, il est possible de réaliser de très importantes économies d'énergie. Cependant, comme nous l'avons mentionné, il existe également énormément d'obstacles à franchir malgré les bénéfices que bon nombre de ces investissements procurent généralement.

Une préoccupation importante de tous les services publics est la taille actuelle et le taux de croissance probable de la catégorie, encore mal comprise, des "autres" utilisations finales du secteur commercial, qui inclus la **charge des "enfichables"**. Parmi les appareils classés dans cette catégorie, l'équipement électronique de bureau utilisé pour le stockage, le traitement, la production et la transmission de l'information est d'une importance particulière. Trois éléments ont une influence majeure sur la croissance future de la charge de cette catégorie : le rythme de pénétration de ce matériel, son utilisation et son niveau de service (c.-à-d., la puissance de calcul) ainsi que son rendement énergétique. Divers facteurs rendent l'analyse de cette catégorie d'une extrême complexité :

- On croit que la puissance estimée par les fabriquants des ordinateurs personnels et d'autre matériel de bureau peut dépasser la puissance réelle mesurée par des facteurs de l'ordre de 2 à 4, pour les ordinateurs personnels et de 4 à 5, pour les imprimantes; un aspect qui a son importance lorsqu'on utilise les puissances nominales pour calculer la demande future d'électricité.

- Parmi tout le matériel existant, on note de grandes variations en matière de consommation d'énergie. A titre d'exemple, les ordinateurs de bureau consomment dix fois plus d'énergie que les ordinateurs portatifs offrant le même niveau de service. Les imprimantes à laser exigent cinq à dix fois plus d'énergie que les imprimantes à impact, et deviennent de plus en plus populaires au fur et à mesure que leurs prix baissent. Les écrans couleurs et à haute résolution, qui gagnent eux aussi en popularité, consomment jusqu'à deux fois plus d'énergie qu'un écran monochrome.

- La technologie actuelle offre de nombreuses possibilités d'améliorer le rendement, même s'il s'agit d'applications qui sont relativement énergivores et de plus en plus populaires, comme les imprimantes à laser. Toutefois, il est difficile de prévoir si ces améliorations seront mises en vigueur, ou quelle sera l'incidence en contrepartie de l'engouement pour des appareils plus puissants, de la pénétration continue du matériel de bureau dans de nouveaux domaines, ou de la rationalisation des habitudes actuelles (par ex., la tendance à éliminer le papier dans les bureaux).

Afin d'illustrer l'ampleur de ce problème, on a estimé qu'aux États-Unis, en 1995, l'utilisation d'électricité dans les bureaux pourrait se situer entre 25 TW.h, ce qui est près du niveau estimé pour 1988 (si l'utilisation du matériel le plus efficace actuellement se généralisait)[1], et plus de 115 TW.h (en présumant une saturation du marché avec la technologie qui s'utilise le plus couramment aujourd'hui et une utilisation accrue de l'impression de l'information automatisée).

La croissance économique du secteur commercial influe sur les besoins en surface de plancher, ainsi que sur les besoins en matière d'éclairage et de chauffage et climatisation qui en découlent. Elle entraîne également une utilisation de l'énergie qui n'est pas directement reliée à la superficie, mais qui provient de l'accroissement de l'automatisation du matériel de bureau. La relation précise entre la superficie et le PIB réel est difficile à établir, puisqu'elle varie selon les catégories

1 "Electronic Office Equipment: The Impact of Market Trends and Technology on End-Use Demand for Electricity" dans *Electricity-Efficient End Use and New Generation Technologies, and Their Planning Implications*, éd. Thomas B. Johansson, Birgit Bodlund, Robert H. Williams, Lund University Press 1989.

de bâtiments. En outre, pendant que dans certains sous-secteurs la productivité s'améliore, la superficie n'augmentera pas aussi rapidement que la production, mais sera plutôt le reflet plus fidèle de la croissance de l'emploi.

Dans notre scénario de référence, le **PIB réel du secteur commercial** augmentera de 2 % par année entre 1989 et 2010, soit une croissance un peu inférieure à la production de biens. La croissance du PIB conduit d'elle-même à une plus grande demande d'énergie, bien que la relation précise entre ces deux éléments dépende de la composition de la croissance, du rythme et de la nature des améliorations à la productivité, et du taux de remplacement du parc d'équipement.

Comme nous l'avons déjà dit, la demande d'énergie dans le secteur commercial sera également influencée par les variations du prix de l'énergie, les politiques des gouvernements et des services publics comme la gestion de la demande et la possibilité de surmonter les obstacles à l'adoption de technologies à meilleur rendement énergétique.

Les **prix de l'énergie** dans ce secteur augmenteront, en terme réel, à un rythme de 2 % par année jusqu'à l'an 2000, ce qui est le reflet d'importantes augmentations des prix réels de l'électricité jusqu'en 1993, et de la hausse des prix réels du gaz naturel au cours des dix prochaines années. Entre 2000 et 2010, la croissance des prix réels de l'énergie ralentira pour atteindre un rythme annuel moyen de 0,6 %.

En ce qui concerne la gestion de la demande, nous prévoyons qu'en 2010, la demande du secteur commercial se situera à quelque 1 100 PJ, ce qui représente une baisse d'environ 42 PJ par rapport à ce que nous aurions projeté sans la mise en oeuvre des programmes de **gestion de la demande** au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique.

Comme il a été mentionné, d'importants obstacles devront être franchis pour faciliter la **pénétration des technologies à meilleur rendement énergétique** dans ce secteur. Notre projection tient compte du remplacement prévu du matériel existant et du parc d'équipement (y compris les immeubles) au terme de leur vie utile et suppose la mise en place de technologies conformes à l'équipement le plus utilisé ***actuellement*** et donnant un meilleur rendement énergétique. De la même manière, le matériel et les bâtiments neufs reflètent les niveaux ***actuels*** de rendement pour le matériel et les immeubles récemment bâtis. Cela autorise une pénétration accrue des techniques d'éclairage à meilleur rendement énergétique et une certaine augmentation de la charge des appareils enfichables.

Compte tenu des hypothèses énoncées ci-dessus, entre 1989 et 2010, la demande d'énergie du secteur commercial présentée dans le scénario de référence, croîtra à un rythme moyen de 1 % par année. Ainsi, puisque le PIB réel de ce secteur augmente au rythme de 2 % par année, il se produira une diminution annuelle de l'intensité énergétique de l'ordre de 1 % pendant la même période. Cette projection de la diminution de l'intensité concorde avec le remplacement normal du parc d'équipement existant et une pénétration plus généralisée d'équipement neuf, ainsi que la construction de nouveaux immeubles, ce qui, dans l'ensemble, favorise un meilleur rendement énergétique que celui obtenu avec l'équipement existant.

Les parts occupées par les combustibles demeurent relativement stables pendant toute la période des prévisions. Les parts de l'électricité et du gaz naturel ont augmenté au cours des années 1970 et 1980 au détriment des produits pétroliers. En 1989, l'électricité et le gaz naturel représentaient respectivement 43 % et 42 % de la demande d'énergie pour utilisation finale du secteur commercial. Nous croyons que la part de l'électricité passera à un peu plus de 46 % d'ici à 2010, alors que la part du gaz naturel se stabilisera à 42 %. Les prix relatifs dans ce secteur indiquent que les prix du gaz naturel demeureront plus avantageux que ceux de l'électricité pendant toute la période des projections et dans toutes les régions. On note que seulement au Québec, les prix du gaz naturel dépasseront légèrement ceux du mazout léger d'ici la fin de la période des projections malgré le fait que les prix du gaz naturel augmenteront plus rapidement que ceux du mazout léger et de l'électricité dans toutes les régions. Dans le secteur commercial, le choix final du combustible est en partie influencée par les prix relatifs (par exemple, en ce qui concerne le choix du combustible pour les systèmes CVAC), mais bon nombre d'utilisations commerciales excluent tout combustible autre que l'électricité.

Outre l'incertitude en matière de croissance du PIB réel dans le secteur commercial, les principales incertitudes qui demeurent sont, selon nous, la vitesse d'adoption des techniques d'éclairage à haut rendement énergétique actuellement disponibles, (plus elles seront adoptées rapidement, plus la demande d'électricité diminuera dans notre scénario de référence), la possibilité d'une augmentation beaucoup plus importante de la charge des "enfichables" (ce qui augmenterait la demande d'énergie dans notre scénario de référence), et l'éventualité qu'il se

produise des changements technologiques (qui réduiraient la consommation d'énergie et modifieraient les choix ultimes, par exemple, les nouvelles applications des fibres optiques en informatique et dans les télécommunications, et les innovations en matière d'appareils de conditionnement de l'air alimentés au gaz naturel).

Si l'on compare avec le Rapport de 1988, ces prévisions se situent entre les scénarios bas et élevés de 1988. Selon le scénario de référence, nous prévoyons que d'ici l'an 2005, la demande d'énergie du secteur commercial sera de 1 048 PJ, alors que dans le Rapport de 1988, elle se situait de 1 031 à 1 068 PJ. Le rythme de diminution de l'intensité énergétique est comparable, soit de l'ordre de 1 % par année.

4.2.4 Secteur industriel

Cette section présente le fondement de nos projections quant à la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale dans le secteur industriel.

Le secteur industriel comprend les industries manufacturières, la foresterie, la construction et les mines, mais non l'industrie pétrochimique (dont il est question à la section 4.2.5). Ce secteur correspond à près de 35 % du total de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale. Cependant, un petit nombre d'industries à forte consommation d'énergie représentent la majeure partie des besoins énergétiques du secteur. Le tableau 4-4 montre la consommation énergétique des grandes industries en 1989.

L'industrie des pâtes et papiers est de loin celle où la consommation d'énergie est la plus forte, soit plus de 29 % de la demande énergétique industrielle totale en 1989.

Tableau 4-4

Intensité, niveaux et distribution de l'utilisation industrielle de l'énergie par industrie choisie, 1989

	intensité [a]	pétajoules	réparition (%) [b]
foresterie	11	35	1
mines	15	348	13
industries manufacturières	28	2206	84
pâtes et papiers [c]	115	763	29
fer et acier	91	295	11
fonte et affinage	62	183	7
ciment	35	65	3
raffinage du pétrole	107	89	3
produits chimiques [d]	46	253	10
autres industries manufacturières	10	559	21
construction	1	40	2
total secteur industriel	**19**	**2629**	**100**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Mégajoules par dollar de 1981 de production industrielle.
[b] Part de la demande énergétique du sous - secteur par rapport à la demande énergétique industrielle totale.
[c] Pâtes et papiers, et produits associés.
[d] Excluent les charges d'alimentation destinées à l'industrie pétrochimique.

Toujours en 1989, la consommation d'énergie combinée des mines, des pâtes et papiers, du fer et de l'acier, de la fonte et de l'affinage, du ciment et des produits chimiques (à l'exclusion des produits pétrochimiques) représentaient 73 % de la demande d'énergie du secteur industriel, alors que la production de ces industries ne représentait que 32 % de la production industrielle totale. Le secteur industriel renferme en outre la foresterie, la construction, le raffinage du pétrole et d'autres industries de transformation, qui représentent un autre 27 % de la demande d'énergie du secteur industriel.

C'est en Colombie-Britannique, en Alberta, et dans les provinces de l'Atlantique que l'on retrouve une grande concentration d'industries à forte consommation d'énergie, ce qui donne lieu à des intensités énergétiques plus élevées dans ces provinces que dans le reste du Canada (tableau 4-5).

L'intensité énergétique dans le secteur industriel est le rapport entre l'utilisation d'énergie et le PIB de ce secteur. Les variations de l'intensité énergétique dans le secteur industriel reflètent l'adoption par l'industrie de mesures de conservation de l'énergie, mais elles peuvent également provenir de modifications dans les parts de marché occupées par les combustibles, de changements dans la production industrielle se traduisant par le transfert d'industries grandes consommatrices d'énergie à des industries moins énergivores, ainsi que de changements dans le niveau de production des industries. Le taux d'utilisation de la capacité d'une industrie est le rapport entre son niveau de production et sa capacité de

Tableau 4-5

Intensité de l'utilisation énergétique dans le secteur industriel, par région en 1989 et 2010

	1989	2010
Atlantique	25,7	19,7
Québec	19,4	16,0
Ontario	15,0	11,6
Manitoba	15,6	12,2
Saskatchewan	15,4	13,9
Alberta	22,9	30,6
Colombie - Britannique	29,7	23,0
Canada	19,2	16,4

Nota: Mégajoules par dollar de 1981 de production industrielle

production. Une diminution du taux d'utilisation de la capacité tend à augmenter l'intensité énergétique, parce que certains besoins en énergie, comme ceux reliés au chauffage d'une usine, sont indépendants du niveau de production. Il peut arriver, en effet, qu'une industrie prévoie une baisse de sa production, elle choisirait alors de maintenir certains procédés à grande intensité énergétique, comme les creusets dans une fonderie, ou les hauts fourneaux dans une aciérie, même si sa production tombe en-dessous de sa capacité, car remettre en service ces procédés après une période d'arrêt, pourrait se révéler coûteux. Dans ce genre de situation, l'utilisation de la capacité diminue mais l'intensité énergétique augmente.

Les économies d'énergie réalisées par unité de production, ou les réductions de l'intensité énergétique, découlent de mesures prises par l'industrie en réponse à toute une gamme d'encouragements et de risques présents sur le marché. Ces différentes mesures se répartissent en deux catégories :

- D'une part, les mesures qui permettent de réduire la consommation d'énergie par unité de production sans pour autant avoir d'effet sur la productivité du matériel et de la main-d'oeuvre comme, par exemple, le recours aux techniques de récupération de la chaleur résiduelle et l'utilisation de moteurs électriques à haut rendement. Ce genre de mesures découlent en général des changements dans les prix moyens et relatifs de l'énergie et dans les délais de récupération des coûts relatifs aux mesures.

- D'autre part, les mesures qui permettent de réduire l'intensité énergétique par la modification d'un procédé industriel particulier; par exemple, la coulée en continu dans les aciéries, l'automatisation accrue et l'informatisation. Ces mesures sont habituellement indépendantes des prix de l'énergie étant motivées par des aspects plus généraux d'amélioration de la productivité totale et de la compétivité d'une industrie. Elles peuvent comporter des procédés qui utilisent l'électricité plutôt que d'autres combustibles.

On peut attribuer à chacune de ces mesures des réductions de l'intensité énergétique dans le passé; la distinction entre ces deux catégories nous permet de disposer d'un cadre utile pour l'analyse des changements à venir.

Les modifications de la part de marché des combustibles, particulièrement celles qui se traduisent par une augmentation de la part de l'électricité, contribuent également à réduire l'intensité énergétique mesurée en tant que demande au titre de l'utilisation finale par unité de production. Voici comment cela se concrétise : si un procédé utilise un combustible autre que l'électricité, une perte de conversion survient à la pointe du brûleur, c'est-à-dire, entre le combustible à l'entrée et la production d'énergie utile. Il faut donc plus d'unités d'énergie pour utilisation finale à l'origine que n'en demande le procédé. Cependant, si on substitue l'électricité à tout autre combustible utilisé par ce procédé, il faudra moins d'unités d'énergie pour utilisation finale puisqu'il n'y a pratiquement aucune perte de rendement entre la réception et l'utilisation d'électricité par l'industrie. Ainsi, l'intensité d'énergie mesurée (unités d'énergie à l'origine par dollar de production) diminue quand les industries substituent l'électricité à d'autres combustibles.[1]

1 Cela s'explique de deux manières : d'une part, il existe des pertes de conversion en amont dans la production d'électricité qui ne sont pas comptées dans la mesure de l'intensité énergétique d'utilisation finale. D'autre part, il est inutile que la diminution de l'intensité mesurée à la suite de la conversion à l'électricité reflète une amélioration réelle du rendement en ce qui concerne les unités de production d'énergie à titre d'utilisation finale qui seront nécessaires à un procédé.

Les prix de l'énergie et l'activité économique ont joué un rôle important dans la détermination du niveau de la demande d'énergie industrielle entre 1973 et 1989. Certaines économies d'énergie ont été réalisées pendant cette période, même si celle-ci s'est composée de deux sous-périodes caractérisées par des tendances distinctes et, en partie, compensatrices.

De 1973 à 1980, les prix de l'énergie ont subi des hausses considérables et les taux de croissance de la productivité de la main-d'oeuvre et du rendement de l'investissement ont été relativement peu élevés. L'intensité énergétique a augmenté à un rythme de quelque 2,0 % par année pendant cette période. Bien que la hausse des prix de l'énergie aient eu tendance à réduire la demande d'énergie et l'intensité, cette tendance a été plus que neutralisée par la part accrue que les industries à forte consommation d'énergie ont occupée dans la production.

Par rapport à la période de 1973 à 1980, nous avons connu de 1980 à 1989 des hausses des prix de l'énergie plus modestes (malgré d'importantes fluctuations dans les prix au cours de la même période) et des variations beaucoup plus importantes de la productivité et du rendement de l'investissement. Pendant cette période, les préoccupations en matière de rendement énergétique sont passées au second rang derrière des préoccupations beaucoup plus marquées liées au rendement économique et à la concurrence. Au cours de la dernière moitié des années 1970 et au début des années 1980, une croissance de la production industrielle, une augmentation de la productivité ainsi que l'incidence à retardement de la hausse des prix de l'énergie ont donné lieu à des améliorations notables du rendement de l'utilisation d'énergie dans le secteur industriel. La plupart de ces changements ont été attribuables à l'adoption de nouveaux procédés motivée par un souci de compétitivité et de productivité, plutôt que par les coûts de l'énergie. Au cours de cette période, l'intensité énergétique a diminué de près de 2 % par année en moyenne et les industries à forte consommation énergétique ont présenté des améliorations supérieures à la moyenne en matière d'économies d'énergie.

Les tendances globales observées sur les plans de la demande et de l'intensité d'énergie dans l'ensemble du secteur industriel cachent des changements structurels qui sont survenus dans les industries à forte consommation d'énergie. Les grands développements liés à l'énergie, dans ces industries, sont résumés ci-après, ainsi que l'évolution d'industries en particulier qui figure dans nos prévisions de l'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel.

L'industrie **minière** couvre les activités menées dans les industries d'extraction de minerais métalliques, de minerais non métalliques, de minerais énergétiques et dans les carrières de pierre et de sable. La répartition de l'utilisation d'énergie et de l'intensité énergétique dans le secteur minier, pour l'ensemble des régions, illustre la composition variable de ce secteur sur le plan régional, ainsi que les variations dans l'utilisation de l'énergie au sein du secteur minier.

Ce secteur ne compte pas parmi les industries à forte consommation d'énergie, mais il représente environ 13 % de la demande énergétique industrielle. L'Alberta est la région qui utilise le plus d'énergie dans le secteur minier au Canada. Sa part qui était de 25 % en 1978 est passée à 56 % en 1989, principalement à cause de l'ampleur des besoins énergétiques de ce secteur, surtout pour les projets d'exploitation des sables bitumineux.

De 1978 à 1989, l'intensité énergétique dans le secteur minier a augmenté de 43 %. Cette augmentation est attribuable à un accroissement des activités à grande intensité énergétique liées à la production du bitume dans les usines de traitement et sur les lieux d'exploitation. L'intensité énergétique du secteur minier dans toutes les régions, à l'exception de l'Alberta, a diminué, surtout grâce à une meilleure gestion de sa consommation d'énergie, à une application plus répandue des méthodes de récupération de la chaleur résiduelle et à l'utilisation de moteurs électriques à meilleur rendement.

Nous prévoyons pour le secteur **minier** d'ici à 2010, une amélioration générale de 13 % de l'intensité énergétique dans toutes les régions sauf l'Alberta. Ces économies d'énergie ailleurs qu'en Alberta peuvent provenir de :

- l'utilisation de moteurs électriques à meilleur rendement;
- l'application plus généralisée de méthodes de récupération de la chaleur résiduelle;
- une meilleure gestion de consommation d'énergie.

En Alberta, les améliorations du rendement sont cachées par les besoins croissants en énergie de certains projets d'exploitation minière, surtout les projets d'exploitation des sables bitumineux. Les besoins en énergie de ces projets passeront de quelque 76 PJ en 1989 à 370 PJ en 2010.

Comme nous l'avons vu plus tôt, l'industrie des **pâtes et papiers** présente la plus forte part de la demande énergétique du secteur

industriel. C'est également la seule industrie où les sous-produits des procédés (liqueur noire et liqueur de pâte), répondent eux-mêmes à la plupart des besoins énergétiques.

La part qu'occupent ces combustibles a augmenté au cours des dernières années, aux dépens des combustibles achetés comme le mazout lourd, le charbon et, dans une moindre mesure, le gaz naturel. Les combustibles achetés ont répondu à une demande d'énergie de 350 PJ en 1978 et de 374 PJ en 1989, soit une augmentation de 24 PJ seulement, alors que la consommation de liqueur noire et de liqueur de pâte a augmenté de 102 PJ, c'est-à-dire qu'elle est passée de 287 PJ en 1978 à 389 PJ en 1989, ce qui correspond à 51 % du total des besoins énergétiques de ce secteur en 1989.

En règle générale, les améliorations constatées sur le plan de l'utilisation énergétique dans l'industrie des pâtes et papiers, de 1978 à 1989, sont généralement attribuables à un taux d'utilisation élevé de la capacité (en 1989 par rapport à 1978), à une utilisation plus généralisée des techniques de récupération de la chaleur résiduelle, à un recours accru aux techniques thermomécaniques de production des pâtes (TTMP) et à une meilleure gestion de la consommation d'énergie. Entre 1975 et 1984 (la dernière année pour laquelle des données sont disponibles), la capacité totale canadienne des TTMP est passée de 620 à 12 275 tonnes de pâtes séchées à l'air par jour, soit 34 % du total de la capacité de traitement thermomécanique et 15 % du total de la capacité de traitement des pâtes au Canada en 1984.

Un autre facteur qui a contribué à améliorer l'intensité énergétique dans l'industrie des pâtes et papiers a été la pénétration de l'électricité dont la part de marché, qui était de 19 % en 1978, est passée à 23 % en 1989. Cet accroissement a été essentiellement le résultat d'une meilleure pénétration des procédés TTMP et du succès du programme de vente des excédents d'Hydro-Québec auprès du secteur industriel. Grâce à ce programme, la part de l'électricité s'est accrue au-delà du niveau qu'elle aurait atteint suite à l'adoption des TTMP. Toutefois, le recours accru aux combustibles produits de façon interne qui sont moins coûteux pour l'industrie mais beaucoup moins efficaces que les combustibles achetés, la diminution de la production de l'industrie et l'absence de données publiées sur la consommation de combustibles dans les années antérieures, ont plus que neutralisé l'incidence de ces améliorations sur le plan de l'intensité énergétique mesurée, avec le résultat que l'intensité énergétique totale dans l'industrie des pâtes et papiers accuse peu d'amélioration de 1978 à 1989.

Dans le secteur des **pâtes et papiers**, on s'attend que l'intensité énergétique mesurée baissera de 18 % entre 1989 et 2010, à la faveur des événements suivants :

- la pénétration continue des TTMP qui mènera à une amélioration du rendement énergétique global de l'ordre de 4 % pendant la période des prévisions;
- une augmentation de la production de papier journal qui passera de 20 % à 25 % de la production de l'industrie en 2010; la production de papier journal exige 40 % moins d'énergie que la production de pâte kraft, puisqu'elle utilise moins de déchets ligneux;
- l'utilisation accrue de fibre recyclée dans la fabrication du papier journal et d'autres types de papier permettant des améliorations du rendement énergétique de près de 5 %;
- des améliorations supplémentaires du rendement énergétique se situant à 7 % en 2010 seront attribuables à une meilleure gestion de la consommation d'énergie, l'utilisation de méthodes de récupération de la chaleur résiduelle, le recours à des moteurs électriques à meilleur rendement, la cogénération et une amélioration générale de la productivité.

En 1989, la production **d'acier** canadien a été inférieure à ce qu'elle était en 1979, année où elle a atteint un sommet inégalé. Cependant, l'utilisation d'énergie par unité de production a chuté de 6 % entre 1979 et 1989 malgré une utilisation inférieure de la capacité qui aurait dû normalement entraîner une hausse de l'intensité énergétique. Les économies d'énergie ont été le résultat d'une meilleure gestion de la consommation d'énergie, du fait qu'une plus grande partie de l'acier a été produit grâce au procédé de moulage en continu et aux fours électriques, et d'une amélioration de la productivité à la suite d'investissements importants dans l'achat de nouveaux équipements, ainsi que dans l'automatisation et l'informatisation.

De 1978 à 1989, la part de l'acier produit grâce au moulage en continu est passée de 20 % à 49 %, ce qui a donné lieu à une amélioration de la productivité de quelque 20 % du fait que le procédé de moulage en continu réduit les pertes de matériaux et d'énergie.

La pénétration des fours à arc électrique s'est faite en même temps que l'adoption du procédé de moulage en continu, et la part de l'acier produit à l'aide de cette

nouvelle technique, qui était de 22 % en 1978, est passée à 31 % en 1989. Comme pour l'industrie des pâtes et papiers, l'utilisation accrue de l'électricité dans la production de l'acier a aussi contribué à diminuer l'intensité énergétique mesurée de cette industrie.

Nous prévoyons que le secteur de **la production de l'acier** diminuera son intensité énergétique de 12 % d'ici à 2010. Cela serait en grande partie attribuable à :

- la part accrue des petites usines dans la production d'acier (les petites usines utilisent des fours électriques et de la ferraille pour produire l'acier. La production d'acier à partir de ferraille consomme moins de la moitié de l'énergie nécessaire à la production d'acier à partir de minerai);
- l'utilisation accrue de ferraille dans les convertisseurs basiques;
- le remplacement des petites usines à plus faible rendement par des usines de taille optimale utilisant du matériel de pointe;
- l'installation de matériel perfectionné de récupération de la chaleur résiduelle utilisée pour réchauffer les matériaux entrant dans la fabrication de l'acier et du fer de première fusion;
- un mélange plus efficace du combustible et de l'oxygène dans les convertisseurs basiques (le système L.B.E.) et des techniques directes de fusion. Le système L.B.E. réchauffe la charge d'alimentation, ce qui permet d'obtenir un meilleur rendement, d'augmenter la quantité de ferraille d'alimentation et d'améliorer la qualité de l'acier. Les techniques directes de fusion utilisent plus de charbon que de coke dans la production du fer, ce qui permet d'économiser l'énergie qui serait autrement perdue dans la conversion du charbon en coke.

L'industrie de la **fusion et de l'affinage** englobe l'industrie de l'aluminium et un grand nombre d'usines de fusion et d'affinage de métaux comme le cuivre, le nickel, le plomb, le zinc, l'or et le titane. L'industrie de l'aluminium est de loin la plus grosse consommatrice d'énergie de ce secteur. Elle représentait environ 85 % de la demande énergétique totale du secteur de la fusion et de l'affinage en 1989.

Dans ce secteur, l'intensité énergétique a chuté de 13,9 % entre 1978 et 1989. Les économies d'énergie ont été principalement dues à :

- une meilleure gestion de l'énergie;
- une plus grande utilisation de combustibles à meilleur rendement (la part de l'électricité, qui était de 62 % en 1978, est passée à 71 % en 1989);
- une utilisation de la capacité relativement élevée, particulièrement dans l'industrie de l'aluminium;
- une application accrue de technologies et de procédés nouveaux à meilleur rendement énergétique, comme l'automatisation et l'informatisation.

Pour ce qui est de l'industrie de **l'aluminium**, nous prévoyons que les techniques de fusion les plus avancées actuellement utilisées à Bécancour, Québec, seront adoptées par toutes les nouvelles usines; ce qui entraînera une baisse de l'intensité énergétique de près de 9 % entre 1989 et 2010, puisque ce procédé consomme moins d'énergie que les plus anciens, et que certaines fonderies d'aluminium existantes seront remplacées au cours de la période d'étude.

La fusion et l'affinage de métaux autres que l'aluminium devrait connaître une baisse de l'intensité énergétique semblable à celle de l'aluminium, puisque ces techniques de fusion sont en gros semblables à celles utilisées pour l'aluminium, et que l'on s'attend à un regroupement de plus petites usines moins énergivores.

La production de **ciment** s'articule autour de deux procédés, l'un connu sous le terme de "procédé humide" et l'autre sous celui de "procédé à sec". Le procédé à sec utilise environ 20 % moins d'énergie par unité de production que le procédé humide. Dans le procédé humide, les matériaux utilisés doivent être séchés avant de les distribuer pour utilisation, alors que cette étape est inutile dans le procédé à sec. Actuellement, environ 82 % de la production de ciment se fait à l'aide du procédé à sec, soit une augmentation marquée par rapport à 1978 où 65 % du ciment était produit de cette façon. Toutefois, le recours à ces procédés varie selon les régions. En 1989, dans la région de l'Atlantique et en Saskatchewan, la totalité du ciment était produite à l'aide du procédé à sec plus efficace. Par contre, au Manitoba, tout le ciment a été produit par procédé humide. Dans les autres régions, l'utilisation du procédé à sec dominait, avec 65 % à 85 % de la production totale de ciment.

Bien que l'industrie du ciment ait maintenu sa transition vers le procédé à sec de 1979 à 1989, les données publiées montrent une augmentation de l'intensité énergétique de quelque 7 % pendant cette même période. L'utilisation de la capacité dans l'industrie du

ciment était à peu près au même niveau en 1989 qu'en 1978. Toutefois, pendant cette période, l'utilisation du charbon et du coke de pétrole a augmenté considérablement aux dépens du mazout lourd et du gaz naturel. L'utilisation du charbon et du coke de pétrole est économique dans la fabrication du ciment mais ces combustibles sont beaucoup moins efficaces, ce qui a contribué à une augmentation de l'intensité énergétique dans ce secteur. En outre, l'industrie du ciment s'est également tournée vers des combustibles dérivés de rebuts, comme les vieux pneus en Ontario, et le biogaz en Colombie-Britannique. En général, ces combustibles, bien que plus économiques, ont un rendement énergétique moins élevé et leur utilisation tend à augmenter l'intensité énergétique.

Nous prévoyons dans l'industrie du **ciment**, une baisse de l'intensité énergétique d'environ 6 % d'ici à 2010. Nous avons fait l'hypothèse que :

- tout le ciment sera produit à l'aide du procédé à sec;
- la chaleur résiduelle récupérée sera surtout utilisée pour présécher les matières premières;
- l'utilisation de matériaux de cimentation secondaires sera plus généralisée. Les matériaux de cimentation traditionnels doivent être chauffés à de hautes températures avant d'être pulvérisés pour utilisation dans la fabrication du ciment, alors qu'avec les matériaux secondaires comme les cendres volantes et le laitier de haut fourneau (sous-produits d'autres procédés industriels), on élimine cette étape;
- le préchauffage à l'étape du brûlage clinker sera plus généralisé.

Nous prévoyons que les économies d'énergies dans le reste du secteur industriel seront attribuables à :

- l'utilisation accrue de moteurs électriques à meilleur rendement;
- l'application de techniques de pointe pour la récupération de la chaleur résiduelle;
- une meilleure gestion de la consommation de l'énergie.

Outre les observations présentées au sujet des différentes industries, la demande d'énergie du secteur industriel au cours de la période des prévisions sera déterminée par la croissance de la production industrielle, les prix absolus et relatifs de l'énergie, la répartition de la production parmi les différentes industries au sein du secteur industriel et les tendances prévues sur les plans de la productivité et de l'investissement. Les programmes de gestion de la demande parrainés par les services publics, comme ceux proposés par Hydro-Ontario, B.C. Hydro et par Hydro-Québec auront également une influence sur la demande. Nous prévoyons qu'avec une gestion de la demande, la consommation d'électricité dans le secteur industriel se situera à 1029 PJ en 2010, avec une gestion de la demande, comparativement à 1051 PJ sans elle.

La part que représentent les industries à forte consommation d'énergie, dans le secteur industriel, peut avoir une incidence marquée sur l'utilisation de l'énergie et sur l'intensité énergétique de l'ensemble du secteur. Dans le scénario de référence, une croissance de la production industrielle est prévue à un rythme annuel qui devrait se situer à 2,1 % pendant la période des prévisions (tableau 4-6), alors que la croissance des principales industries à forte consommation d'énergie se situera à 1,8 % par année. Ainsi, selon nos prévisions, la part de ces industries devrait décliner de façon modérée pendant la période d'étude en passant de 32 % en 1989 à moins de 28 % en 2010. Nous estimons que si les industries fortes consommatrices d'én-

Tableau 4-6

Demande énergétique industrielle

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-1980	1985-1989	1989-2000	2000-2010	1989-2010
demande - utilisation finale	n/d	2,9	1,8	1,9	1,9
PIB réel secteur industriel [a]	-0,7	4,0	2,5	2,8	2,6
prix réel de l'énergie [b]	4,3	-4,1	2,9	1,4	2,1
intensité [c]	n/d	-1,0	-0,7	-0,9	-0,7

Nota: [a] Dollars de 1981
[b] Le prix de l'énergie représente un indice de prix pour le secteur.
[c] Mégajoules par $ CAN de 1981.
n/d: Non disponible à cause d'une discontinuité dans les données.

Tableau 4-7

Demande énergétique du secteur industriel

	1973	1980	1989	1995	2000	2005	2010
				niveaux			
demande pour utilisation finale [a]	2084,8	2399,4	2628,9	2950,3	3207,6	3524,8	3868,2
PIB réel secteur industriel [b]	109,9	104,6	137,3	159,2	179,9	205,1	236,4
prix réel de l'énergie [c]	0,7	0,9	1,0	1,3	1,4	1,4	1,6
intensité [d]	19,0	22,9	19,2	18,5	17,8	17,2	16,4
				parts de marché des formes d'énergie (%)			
charbon	2,0	1,8	2,0	1,9	1,9	4,3	6,2
coke et gaz de cokéfaction	9,9	8,5	6,9	7,4	7,2	6,9	6,6
électricité	20,0	21,0	25,2	26,0	26,4	26,4	26,5
mazout lourd	16,0	13,4	6,5	6,5	7,5	9,5	13,0
gaz naturel	26,9	29,8	35,9	36,2	36,0	33,0	28,9
déchets de bois et liqueur noire	13,8	14,9	15,6	14,2	13,1	12,0	11,1
coke de pétrole	0,0	0,2	1,5	1,6	1,7	1,8	1,8
autres combustibles	11,4	10,4	6,3	6,1	6,0	6,0	5,8
total - parts de marché	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Notes: [a] Pétajoules.
[b] Milliards de dollars de 1981.
[c] Le prix de l'énergie est un indice des prix des combustibles pour le secteur.
[d] Mégajoules par dollar canadien de 1981.

ergie devaient maintenir, jusqu'en 2010, leur part de production de 1989, la demande énergétique du secteur industriel serait d'environ 9 % supérieure à ce que nous avons prévu.

Notre analyse, qui est fondée sur l'évolution des événements antérieurs, prévoit des hausses moyennes annuelles de la demande d'énergie de l'ensemble du secteur se situant à 2 % pendant la période d'étude. On s'attend que l'intensité énergétique du secteur industriel diminuera d'environ 0,7 % par année entre 1989 et 2010. Les combustibles utilisés dans l'exploitation des sables bitumineux ont une grande incidence sur l'intensité énergétique mesurée. Si l'on excluait ces besoins en combustible, le rythme de la diminution de l'intensité énergétique serait de 1,0 % par année, et l'augmentation de la demande totale de l'énergie serait de 1,8 % par année.

Pendant la période des prévisions, les économies en matière d'utilisation d'énergie par unité de production seront en grande partie attribuables au remplacement de l'équipement existant par un parc d'équipement à meilleur rendement, à des changements technologiques plus généralisés, et, jusqu'à une certaine mesure, à une répartition de la production vers des industries moins énergivores, ainsi qu'à l'adoption de combustibles ayant un meilleur rendement, en particulier l'électricité.

La part du charbon dans l'utilisation d'énergie par le secteur industriel (tableau 4-7) connaît une augmentation notable, surtout du fait de son utilisation dans la production de bitume, puisque le gaz naturel devient de plus en plus cher par rapport au charbon (se reporter au chapitre 7). De 1989 à 2010, nous prévoyons que la *part* de l'électricité connaîtra peu de changements en raison de la forte augmentation de l'utilisation du charbon et du gaz naturel dans la production du bitume et, dans une plus faible mesure, de la mise en oeuvre de programmes de gestion de la demande par les services publics d'électricité. Nous prévoyons que les parts qu'occupent la liqueur noire et la liqueur de pâte déclineront en

raison d'une augmentation de l'utilisation des techniques TTMP et CTMP dans l'industrie des pâtes et papiers.

Nous prévoyons une amélioration marquée de la position concurrentielle du mazout lourd par rapport au gaz naturel. Comme nous l'avons dit à la section 4.2.1, nous n'avons pas fait l'hypothèse de discrimination de prix du gaz naturel selon les secteurs de consommation. Par conséquent, le prix du gaz naturel offert aux utilisateurs industriels augmente jusqu'à dépasser le prix du mazout lourd dans l'est du pays. Nous prévoyons qu'il n'y aura aucune diminution de la part du gaz naturel dans le secteur industriel, du moment que le prix du gaz naturel restera égal à celui du mazout lourd. Avec un prix du gaz naturel dépassant jusqu'à 10 % celui du mazout lourd, nous prévoyons que les nouveaux consommateurs industriels choisiront celui-ci plutôt que celui-là. En nous fondant sur la tendance observée récemment sur le marché québécois, et sur des rencontres avec les représentants de l'industrie, nous prévoyons que même si le prix du gaz excédait de 10 % celui du mazout lourd, le gaz naturel conserverait tous ses marchés actuels. Cependant, si la différence dépassait 10 %, nous croyons que le gaz perdrait sa part du marché au bénéfice du mazout lourd, puisque le changement de combustible deviendrait économique. Certains procédés industriels ne sont possibles qu'avec l'utilisation du gaz naturel, mais ces procédés n'occupent qu'une faible part de marché.

Nous prévoyons qu'en 2010, le prix du gaz naturel, par rapport à celui du mazout lourd, sera de 35 % supérieur au Québec, de 23 % en Ontario, et de 16 % en Colombie-Britannique. Par conséquent, en 2010, la demande de gaz naturel au Québec devrait être de 27 % inférieure à celle de 1989, alors qu'en Ontario elle demeurera à peu près semblable. En ce qui concerne la Colombie-Britannique, nous avons inclu le gazoduc de Vancouver Island dans nos prévisions. Ainsi, grâce à ce nouveau marché, même si la part du gaz naturel diminuait vers le milieu des années 1990 jusqu'en 2010, la demande de gaz du secteur industriel se situerait tout de même, en 2010, à 16 % au-dessus des niveaux de 1989. Pour l'ensemble du Canada, la part du gaz naturel dans la demande énergétique du secteur industriel (y compris le combustible nécessaire pour la production de bitume) passe de près de 36 % en 1989 à un peu moins de 30 % en 2010.

Un certain nombre d'incertitudes gênent les prévisions de la demande énergétique du secteur industriel. Parmi les plus importantes, citons :

- le rythme auquel l'industrie adoptera les nouveaux procédés de production influençant la demande énergétique comme, par exemple, le procédé de fabrication à sec par rapport au procédé humide dans les cimenteries, les techniques de fusion directe dans la production de fer de première fusion, et le procédé L.B.E. dans l'affinage de l'acier;

- le rythme d'adoption des techniques permettant des économies d'énergie; par ex., les méthodes de récupération de la chaleur résiduelle;

- les changements dans la répartition de la production entre les industries à forte consommation et celles moins énergivores;

- l'incidence des principaux progrès technologiques, comme l'utilisation accrue de moteurs électriques à haut rendement énergétique, ainsi que la mise au point et l'application des superconducteurs;

- les tendances sur les plans de la productivité et du rythme d'investissement;

- les questions d'ordre environnemental, comme le recyclage accru des matériaux de rebut (par ex., les boîtes d'aluminium, la ferraille, les vieux journaux et d'autres types de papier).

Il existe également des incertitudes quant aux niveaux et aux prix relatifs des combustibles dans le secteur industriel, et par conséquent, aux parts de chaque combustible. Ce qui aurait une influence directe sur les parts du gaz naturel et du mazout lourd.

Il s'agira d'examiner les résultats de nos prévisions de la demande énergétique du secteur industriel en gardant toujours ces incertitudes à l'esprit.

Comparativement au Rapport de 1988, les perspectives pour le secteur industriel ressemblent davantage au scénario bas qu'au scénario élevé, puisque la croissance économique dans le scénario de référence est plus près du scénario bas que du scénario élevé. Dans le scénario de référence, la demande énergétique du secteur industriel augmente à un rythme de 1,9 % entre 1989 et 2005, par rapport à 1,7 % dans le scénario bas de 1988, et à 2,8 % dans le scénario élevé. Dans le scénario de référence, et dans les deux scénarios du Rapport de 1988, l'intensité énergétique du secteur industriel décline d'environ 0,7 % par année de 1989 à 2005. La part de l'électricité est comparable pour l'année 2005 dans le scénario de référence et dans les deux scénarios du Rapport de

1988, se situant à un peu plus de 26 %. Compte tenu de nos prix relatifs pour le gaz naturel et le mazout lourd, en 2005, dans le scénario de référence, la part du mazout sera de 15 %, comparativement à près de 10 % dans le Rapport de 1988. La croissance de la demande de mazout se fera aux dépens du gaz naturel, dont la part sera de 33 % en 2005 selon le scénario de référence, comparativement à 36 % selon les scénarios du Rapport de 1988. De même, la part occupée par le charbon et le coke est inférieure dans le scénario de référence à celle indiquée dans le Rapport de 1988, en raison de la moins grande utilisation de charbon dans la production du bitume.

4.2.5 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques

Cette partie présente les hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques au titre de l'utilisation finale en tant que charge d'alimentation, par exemple, pour l'industrie pétrochimique, l'asphalte, les lubrifiants et les graisses. Les hydrocarbures utilisés au Canada à des fins non énergétiques totalisaient 667 PJ en 1989, soit environ 8,7 % de la demande totale d'utilisation finale (tableau 4-8). De ce total plus de 443 PJ étaient absorbés par l'industrie pétrochimique, 129 PJ par la demande d'asphalte et 94 PJ pour la production de lubrifiants, de graisses, de coke de pétrole et d'autres produits pétroliers non énergétiques. Le tableau 4-8 présente les données historiques et celles se rapportant à la période des prévisions.

Les produits pétrochimiques primaires se répartissent en quatre groupes:

- les oléfines (éthylène, propylène, butadiène et butylène);
- les carbures aromatiques (benzène, toluène, xylène);
- le méthanol; et
- l'ammoniaque.

Actuellement, les distillats légers du pétrole (comme le naphta), le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (propane, butanes et éthane) sont les plus utilisés en tant que charge d'alimentation pour la production des produits pétrochimiques primaires, qui sont, à leur tour, d'importants intrants dans la production de biens de nombreuses industries comme l'agriculture, les plastiques, les cosmétiques, les textiles, le matériel de transport, le caoutchouc et les produits forestiers. La vaste gamme d'utilisations des produits pétrochimiques signifie que les perspectives de cette industrie sont étroitement liées à la croissance de l'ensemble de l'économie. Cependant, puisque notre production pétrochimique est essentiellement exportée aux É.-U., en Corée du Sud et ailleurs, les perspectives pour l'industrie canadienne dépendent également de la croissance

Tableau 4-8

Utilisations non énergétiques

(pétajoules)

	1973	1985	1989	1995	2000	2005	2010
industrie pétrochimique							
gaz naturel	41	175	172	183	196	211	227
pétrole	82	134	120	133	145	158	173
LGN	0	96	151	211	235	242	250
total industrie pétrochimique	122	405	443	526	576	611	650
asphalte	138	120	129	149	164	181	201
autres utilisations non énergétiques	102	82	94	106	117	129	143
total - utilisations non énergétiques	**362**	**607**	**667**	**781**	**856**	**921**	**994**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

économique mondiale et de la position concurrentielle du Canada sur le marché de ces produits.

Les prévisions relatives à la demande de charge d'alimentation pétrochimique subissent donc l'influence de plusieurs incertitudes:

- la position concurrentielle du Canada sur les marchés mondiaux des produits pétrochimiques qui est influencée par les coûts relatifs des charges d'alimentation, les coûts d'immobilisation, les frais d'exploitation, les coûts de transport, et l'accès aux marchés;

- le calendrier de construction de nouvelles usines canadiennes pendant la période des prévisions, qui subit l'influence du calendrier mondial de mise en service d'usines et de la croissance de la demande des produits; et

- les besoins concernant la gamme de produits et, pour les usines possédant une certaine souplesse en ce qui concerne les charges d'alimentation, les prix des autres charges d'alimentation utilisables.

Le délai relativement long (de quatre à cinq ans) de planification et de construction de nouvelles usines, ainsi que l'instabilité des prix des charges d'alimentation et de la demande de produits, expliquent qu'à des périodes marquées par la vigueur de la demande et un taux élevé d'utilisation de la capacité, succèdent des périodes caractérisées par l'effondrement de la demande des produits et d'importants excédents de capacité, pendant lesquelles les producteurs n'ont pas toujours réussi à récupérer leurs frais d'exploitation. Il s'agit là d'un problème mondial qui touche l'industrie canadienne comme celle d'autres pays. Pour produire de façon efficace et réduire au minimum les coûts de production par unité de produit, les usines doivent pratiquement tourner à plein régime.

Ces dernières années, le gros de la production de produits pétrochimiques primaires provenait de l'Alberta, où les prix du gaz naturel et de l'éthane sont relativement moins élevés en raison du peu de frais de transport. L'industrie au Québec et en Ontario, qui est surtout alimentée au naphta, a fait un effort important pour améliorer la capacité et la flexibilité de la composition des charges d'alimentation qui peuvent être utilisées.

Les perspectives pour l'éthylène sont déterminées par le rendement futur des principaux dérivés de l'éthylène : le polyéthylène, le polystyrène et le chlorure de polyvinyle. La production canadienne devra s'affirmer sur un marché mondial hautement concurrentiel pour ces produits. Au cours des années 1980, la demande mondiale pour ces dérivés a connu une augmentation supérieure à 4 % par année. Selon certains représentants de l'industrie, la demande mondiale pour les dérivés d'éthylène devrait continuer d'augmenter fermement à long terme. Au Canada, l'essentiel de la croissance de la production d'éthylène devrait se produire en Alberta, où des hausses prévues de la production de gaz naturel devraient largement assurer l'approvisionnement en éthane (se reporter au chapitre 8). La société Dow Chemical a déjà annoncé son projet de construction d'une usine de production d'éthylène ayant une capacité de 550 kt à Fort Saskatchewan, Alberta, en 1995. Cette usine devrait consommer environ 35 PJ d'éthane en tant que charge d'alimentation par année. On estime que l'agrandissement ultérieur de l'usine Dow, prévu pour 1997, utilisera 18 PJ supplémentaires d'éthane en tant que charge d'alimentation.

Nous prévoyons que des ajouts à la capacité en Ontario et au Québec entraîneront une augmentation de la production d'éthylène et des carbures aromatiques de l'ordre de 2,5 % par année pendant toute la période des prévisions. Cependant, on s'attend que l'utilisation de produits pétroliers en tant que charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique baissera légèrement puisque des dérivés du pétrole, plus particulièrement le naphta, devraient devenir plus rentables en tant qu'intrants dans la production de l'essence vendue à des prix plus élevés. Par conséquent, la demande de pétrole pour la production pétrochimique devrait augmenter de seulement 2 % par année, pour atteindre 157 PJ en 2010. Il est prévu que les grandes quantités de gaz de pétrole liquéfiés (GPL) qui sont disponibles en Ontario encourageront leur utilisation accrue dans la production d'éthylène, alors que les charges d'alimentation plus lourdes comme le naphta et le gazole, serviront à la production des carbures aromatiques et d'essence. La demande à titre de charge d'alimentation pétrochimique pour le propane et les butanes devrait augmenter de 3 % par année pour atteindre 43 PJ en 2010. Si les autorités responsables devaient permettre au projet de Soligaz à aller de l'avant, la consommation des LGN dans la production pétrochimique connaîtrait une croissance supplémentaire, qui pourrait-être accompagnée, d'une expansion de la capacité de production d'éthylène au Québec. En ce qui concerne les usines pétrochimiques flexibles sur le plan de leur charge d'alimentation, il est extrêmement difficile de prévoir avec certitude quelle sera la combinaison précise des charges d'alimentations utilisées. Cette souplesse permet aux gestionnaires d'usines de prendre des décisions journalières quant à la combinaison la plus économique

des charges d'alimentation pour obtenir une gamme désirée de produits.

Un autre débouché pour l'industrie pétrochimique est l'amélioration de l'indice d'octane dans la production d'essence. L'élimination progressive du plomb dans l'essence se traduit par des débouchés pour le toluène et l'éther buthylique tertiaire de méthyle (EBTM). Les sociétés Neste Oy et Pétro-Canada sont copropriétaires d'une nouvelle usine d'EBTM qui devrait commencer ses activités en 1991. L'usine, située à Edmonton, produira 530 kt d'EBTM par année et consommera environ 19 PJ de butane en tant que charge d'alimentation.

Nous prévoyons que la production de méthanol connaîtra une croissance semblable à l'ensemble de l'économie. Comme la capacité nord-américaine est sous-utilisée, nous n'avons pas inclus, dans ces prévisions, la construction de nouvelles usines d'importance. Cependant, quelques améliorations et agrandissements mineurs devraient assurer une croissance d'environ 2 % par année de la demande de gaz naturel pour la production de méthanol pendant la période d'étude. Il demeure cependant une incertitude de taille dans ce domaine, car il se pourrait que des politiques gouvernementales au Canada et aux États-Unis fournissent des incitations à utiliser davantage de méthanol dans le secteur du transport, ce qui pourrait, en contrepartie, entraîner des additions importantes à la capacité en Alberta et en Colombie-Britannique.

L'ammoniaque est surtout utilisée dans le secteur de l'agriculture pour la production d'engrais et la demande de ce produit ne devrait pas connaître de hausse importante au cours de la période des prévisions, puisque la capacité mondiale demeure sous-utilisée. En 1992, il est prévu que l'usine d'ammoniaque de Saferco à Belle Plaine, Saskatchewan, entrera en service. Elle devrait produire 100 kt par année en consommant environ 14 PJ de gaz naturel en tant que charge d'alimentation et elle est la seule nouvelle usine comprise dans nos prévisions. Bien qu'il y ait eu quelques fermetures d'usines d'ammoniaque au Canada au cours de ces dernières années, nous ne prévoyons pas d'autres fermetures.

La demande totale à titre de charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique devrait augmenter de 1,8 % par année entre 1989 et 2010. Cette croissance provient essentiellement de la demande des liquides de gaz naturel qui augmente à un rythme de 2,4 % par année. La demande totale à titre de charge d'alimentation pétrochimique qui était de 443 PJ en 1989 passera à 650 PJ en 2010 (se reporter au tableau 4-8).

Outre les besoins de l'industrie pétrochimique, l'asphalte est la principale utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques. L'asphalte est surtout utilisé pour le pavage de la chaussée des routes et des pistes d'aéroport. On l'utilise également pour les toitures, le revêtement intérieur des canaux, des réservoirs, des barrages et des digues, comme agent agglomérant des roches dans les brise-lames, pour l'isolation des conduites d'eau et des câbles de communication souterrains, et l'empierrement des voies ferrées. Les tendances en matière de revêtement des routes auront une grande influence sur la demande totale d'asphalte, car le revêtement représente quelque 75 % de l'utilisation totale de l'asphalte.

Au cours de la période des prévisions, bien que la demande d'asphalte soit surtout déterminée par l'activité économique, elle continuera d'être influencée par la mise en oeuvre de techniques de recyclage d'asphalte pour le pavage des routes. Nous prévoyons donc que la demande d'asphalte augmentera à un taux annuel moyen de 2,1 %, un peu en-deçà du taux de croissance de l'ensemble de l'économie.

Les huiles et les graisses lubrifiantes, le coke de pétrole et les produits non-pétroliers représentent 14 % de la demande à des fins non énergétiques. Nous prévoyons que la demande pour l'ensemble de ces produits continuera d'augmenter à des taux annuels moyens d'environ 2 %. D'ici à 2010, ces produits pourraient toujours représenter 14 % de la demande à des fins non énergétiques.

Selon le scénario de référence, on s'attend que la demande à des fins non énergétiques augmentera à un taux de 1,9 % par année, entre 1989 et 2010. Le taux annuel moyen de croissance se situera à 2,0 % entre 1989 et 2005 comparativement à 1,7 % qu'il était dans les scénarios bas et élevé du Rapport de 1988. La principale différence entre le scénario de référence et le Rapport de 1988 réside dans la combinaison des charges d'alimentation pétrochimiques; en effet, dans le scénario de référence, la demande pour le gaz naturel et les liquides de gaz naturel est supérieure et la demande de pétrole est inférieure à ce qui est présenté dans le Rapport de 1988.

4.2.6 Secteur des transports

Le secteur des transports a représenté plus de 25 % de la demande énergétique totale pour utilisation finale en 1989, ce qui le place immédiatement après le secteur industriel. Ce secteur, qui englobe la demande d'énergie des transports

routier, aérien, ferroviaire et maritime, est le plus grand consommateur de produits pétroliers raffinés, rendant compte de plus de 64 % de la demande totale de produits pétroliers pour utilisation finale.

En 1989, le mode routier a représenté 80 % de la demande d'énergie du secteur des transports, suivi par le mode aérien (9,8 %), le mode ferroviaire (5,5 %) et le mode maritime (4,7 %) (voir le tableau 4-9 et la figure 4-6). Les produits pétroliers ont constitué 98 % de l'énergie utilisée à des fins de transport, le propane, le gaz naturel et l'électricité se partageant le reste. Bien que la place occupée par l'essence pour moteur dans les carburants de transport ait enregistrée une baisse par rapport au sommet de 73 % observé en 1975, elle demeure toujours le carburant le plus important, constituant 62 % des carburants de transport utilisés en 1989. Au cours de la même période, la part du carburant diesel est passée de 13 à 24 %, l'utilisation du diesel pour camions ayant plus que doublé.

On peut diviser en quatre phases l'évolution de l'utilisation d'énergie depuis les années 1960 dans le secteur des transports au Canada.

- La période de 1965 à 1973 a été marquée par le prix relativement bas de l'énergie et une grande activité économique. Le parc de voitures et de camions a grossi en moyenne de 5 % par année. La demande d'essence pour moteur et de carburant diesel pour le transport routier s'est accrue respectivement de 6 % et de 15 % par année, alors que la demande totale émanant du secteur routier a augmenté à un rythme moyen de 6 % par an. L'utilisation d'énergie pour le transport aérien a progressé en moyenne de 10 %, et la demande attribuable aux transports ferroviaire et maritime a enregistré une faible hausse de 1,3 % et de 2,5 % respectivement. La demande totale d'énergie du secteur des transports a augmenté de 6 % par an en moyenne.

- La période de 1973 à 1980 a été caractérisée par un ralentissement de la croissance économique et une hausse des prix de l'énergie. La croissance du parc automobile s'est établie en moyenne à 4 % par année, alors que celle du parc de camions s'est chiffrée à 7 % annuellement. Malgré cette croissance du parc de voitures et de camions, les importants gains réalisés au chapitre du rendement énergétique et l'augmentation des ventes de petites voitures sur l'ensemble des ventes de voitures neuves (56 % en 1980) sont les principaux facteurs qui ont limité l'augmentation de la demande d'essence pour moteur à moins de 3 % par année. La demande de carburant diesel a augmenté de près de 16 % par année, par suite de la croissance du parc de camions, du nombre de plus en plus grand de camions diesel dans le parc, de l'allongement de la distance parcourue et, au chapitre du rendement énergétique, de gains moins rapides que dans le secteur des voitures. Pendant cette période, l'utilisation d'énergie pour les transports aérien et maritime a augmenté respectivement de 4,5 % et de 2 % par an, alors que la demande d'énergie émanant du transport ferroviaire a diminué de un pour cent par année. L'utilisation totale d'énergie dans le secteur des transports s'est accrue de 3,5 % annuellement.

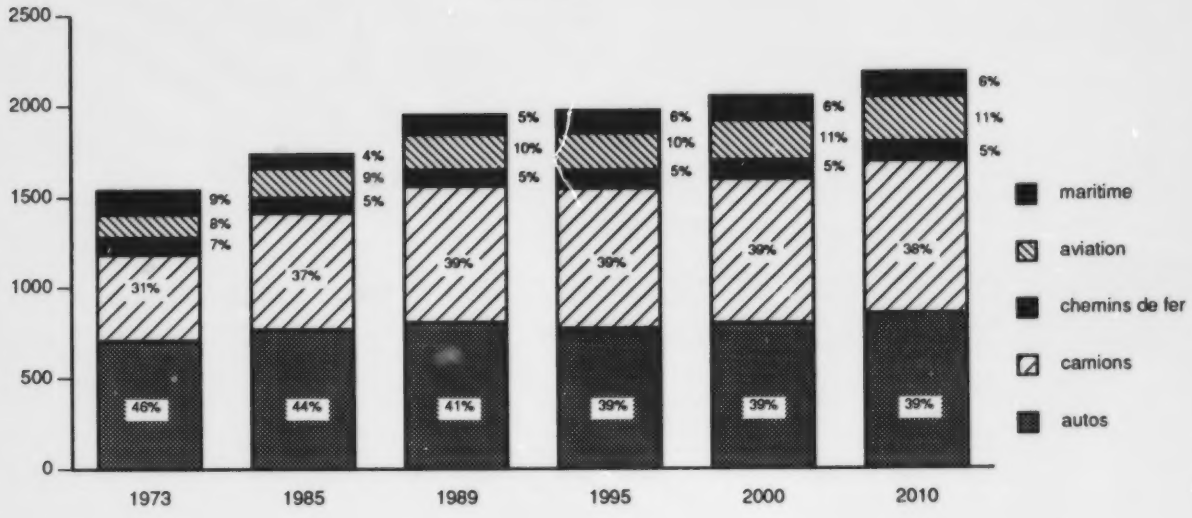
- De 1980 à 1983, l'utilisation d'énergie dans le secteur des transports a diminué en raison d'un ralentissement économique et de hausses soutenues des prix de l'énergie. Le rendement énergétique du parc de voitures s'est amélioré de 4 % par année, en partie grâce à la forte augmentation du nombre de petites voitures. La croissance du parc de voitures et du parc de camions s'est établie en moyenne à 1,4 % et à 0,4 % par an respectivement, ce qui représente une baisse par rapport aux taux beaucoup plus élevés enregistrés dans les années 1970. La demande d'énergie du mode routier a baissé de 5 % par an et, pour la première fois, la demande d'essence pour moteur et de carburant diesel pour le transport routier a diminué en moyenne de 5 % et de 0,7 % par année. L'utilisation d'énergie dans les transports aérien, ferroviaire et maritime a décliné de 5,3 %, 5,6 % et de 16 % par année respectivement. L'utilisation totale d'énergie dans le secteur des transports a diminué de 5 % par an.

- La période de 1983 à 1989 a été marquée par une forte croissance économique et des améliorations constantes, quoique moins rapide, du rendement énergétique. Les parcs de voitures et de camions ont grossi à un rythme moyen de 2,6 et de 2,9 % par an respectivement. La demande d'énergie du transport routier s'est accrue en moyenne de 2,3 % par année. La demande d'essence pour moteur a enregistré une très légère augmentation (de moins de un pour cent), qui a toutefois été plus que compensée par les hausses annuelles de plus de 8 % par année de la demande de carburant diesel pour le transport routier. L'énergie destinée aux transports aérien, ferroviaire et maritime a augmenté de 4,6 %, 2,4 % et de 3 % respectivement. Les besoins totaux en énergie du secteur des transports se sont accrus en moyenne de 2,5 % au cours de cette période.

Figure 4-6

Répartition de la demande de carburant par secteur de transport

(pétajoules)



Source: tableau A10-1 en annexe.

Tableau 4-9

Demande d'énergie du secteur des transports

(pétajoules)

	1973	1985	1989	1995	2000	2005	2010
transport routier	1181	1414	1560	1546	1597	1647	1694
essence	1106	1134	1206	1165	1190	1214	1236
diesel	75	263	322	340	359	376	392
autres	0	17	32	41	49	57	66
transport aérien	126	160	192	203	217	228	244
transport ferroviaire	101	85	91	100	105	106	109
transport maritime	132	74	107	125	131	133	137
total	**1541**	**1734**	**1950**	**1973**	**2050**	**2114**	**2184**
rendement énergétique							
parc total de voitures (l/100 km)	16,73	12,80	10,89	9,68	9,23	8,86	8,52
petites voitures	12,99	10,30	9,40	8,75	8,41	8,10	7,80
grosses voitures	19,92	15,89	13,11	11,24	10,69	10,28	9,89
parc total de camions (l/100 km)	28,56	23,66	20,31	18,33	17,47	16,80	16,17
consommation moyenne d'énergie							
par voiture (GJ)	94	73	68	60	58	55	53
par camion (GJ)	258	209	191	166	156	148	142

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Les sections qui suivent traitent tour à tour de nos projections de la demande des modes routier, aérien, ferroviaire et maritime.

Secteur routier

Dans le **secteur routier**, les voitures et les camions se partagent à peu près également l'énergie utilisée. La demande d'énergie émanant des voitures vise presque entièrement l'essence pour moteur, alors que celle provenant des camions est partagée entre l'essence pour moteur (54 %), le carburant diesel (42 %) et d'autres carburants (4 %), principalement le propane (voir le tableau 4-9).

La croissance de la demande d'énergie au titre du transport routier est égale approximativement à la somme des taux de croissance du parc de véhicules, du rendement énergétique moyen du parc et de la distance moyenne parcourue par véhicule.

- La croissance du parc de voitures et de camions est principalement déterminée par le revenu réel personnel disponible (voitures) ou le produit intérieur brut réel (camions), les frais d'exploitation, les frais financiers et les facteurs démographiques.

- Le rendement énergétique moyen du parc de voitures et de camions dépend des améliorations apportées au rendement énergétique des véhicules neufs et du taux de renouvellement du parc de véhicules. Le rendement énergétique du parc est également influencé par le passage d'une catégorie de poids à une autre, de même que les passages qui s'effectuent entre les catégories de grosses et de petites voitures et entre les voitures et les petites fourgonnettes et autres véhicules spéciaux qui ne sont normalement pas classés dans le parc de camions. Le rendement énergétique des camions varie selon les catégories de poids, qui vont des petits camions légers aux camions diesel extra-lourds. La composition selon le poids du parc de camions dépend de la croissance de l'activité commerciale et du transport de marchandises et des coûts de la main-d'oeuvre, des carburants et du matériel. Le principal objectif visé dans le cas des véhicules de transport de marchandises consiste à maximiser le rendement de la charge utile[1] plutôt que le rendement énergétique.

- La distance moyenne parcourue par les véhicules privées dépend du revenu, du type de carburant utilisé, des prix des carburants, de l'âge moyen du parc de véhicules et du nombre de véhicules que possède chaque ménage. La distance moyenne parcourue par les véhicules commerciaux, en particulier les camions, varie selon l'activité économique, la catégorie de camions, le type de carburant utilisé et les prix des carburants.

Dans notre scénario de référence, les prix de l'essence pour moteur et du carburant diesel augmentent d'environ un pour cent par année, en terme réel. Cette augmentation se fonde sur notre projection de prix du pétrole et sur l'hypothèse que la marge des raffineries sur les produits pétroliers sera, en terme réel, constante pendant toute la période de production. Le nombre de ménages s'accroît de près de 1,5 % par année, alors que le revenu réel personnel disponible enregistre une croissance relativement faible au cours des années 1990, mais rebondit pour augmenter de un pour cent par année de l'an 2000 à l'an 2010. Le produit intérieur brut réel, principal facteur déterminant pour le transport commercial, augmente de 2,3 % par année de 1989 à 2010.

Nous expliquons ci-dessous sur quoi se fondent nos prévisions relatives à la croissance du parc de véhicules, au rendement énergétique moyen et à la distance moyenne parcourue, d'abord dans le cas des voitures, puis dans celui des camions.

Voitures

Dans notre scénario de référence, les ventes de voitures neuves augmentent de 1,8 % par année, entraînant une croissance du **parc de voitures** de 1,5 % par année entre 1989 et 2010. La définition des voitures utilisées à des fins personnelles exclut les fourgonnettes, les véhicules à quatre roues motrices et les camions légers acquis à des fins personnelles plutôt que commerciales. Il est difficile d'établir, à partir des données existantes, l'importance de cette dernière catégorie (elle est actuellement incluse dans la définition des «camions légers»). Cependant, une estimation préliminaire donne à penser que si les véhicules de ce genre acquis à des fins personnelles entraient dans la définition des voitures, les ventes de voitures déclarées seraient un peu plus élevées au début des années 1980 (alors qu'on commençait à acheter des fourgonnettes et des camions légers à des fins personnelles) et jusqu'à 24 % supérieures en 1990. Nous croyons que les achats de tels véhicules à des fins personnelles ralentiront puisque la plus grande partie des fourgonnettes acquises à ces fins visaient à remplacer les grosses voitures du

1 La charge utile s'entend du fret dont on tire un revenu, soit les marchandises transportées par le camion.

genre familial. Toutefois, il importe de bien garder à l'esprit la définition restreinte du terme «voitures» que nous avons dû utiliser lorsqu'on examine la croissance du parc de voitures au cours de la période de projection.

Le facteur démographique est un autre facteur d'importance dont il faut tenir compte pour déterminer la croissance du parc automobile. En 1973, les ménages canadiens étaient en moyenne composés de près de 3,5 personnes. En 1990, ce nombre était tombé à 2,8 personnes et, compte tenu des tendances démographiques, nous croyons qu'il baissera encore pour s'établir à 2,5 en l'an 2010. Selon notre projection, le parc automobile (selon sa définition classique) passera de près de 1,26 voiture par ménage en 1990 à 1,3 voiture par ménage en l'an 2010.[1] (Dans le rapport de 1988, nous prévoyions entre 1,3 et 1,35 voiture par ménage en l'an 2005.) Si l'évaluation du parc automobile était majorée pour tenir compte des ventes d'autres véhicules acquis à des fins personnelles, le «parc automobile» augmenterait de près de 25 %, tout comme le ratio dont il est fait mention ci-dessus.

Selon nos prévisions, le **rendement énergétique des voitures neuves** augmentera de 15,5 % ou de 0,8 % par année de 1989 à 2010 (voir le tableau 4-10). Comme les voitures neuves viennent remplacer des véhicules du parc offrant un moins bon rendement, le rendement énergétique du parc automobile croîtra en moyenne de 1,2 % annuellement. Pour en arriver à ces résultats, nous avons tenu compte uniquement des technologies en cours d'application (comme les boîtes automatiques à quatre vitesses et les boîtes manuelles à cinq vitesses surmultipliées) et présumé que des techniques entièrement éprouvées ou rentables feraient graduellement leur apparition sur le marché au cours de la période de projection. Les améliorations techniques du rendement énergétique se divisent en deux catégories, soit celles s'appliquant à la carrosserie et à la transmission des automobiles et celles concernant le moteur.

- Parmi les améliorations s'appliquant à la carrosserie et à la transmission, mentionnons une meilleure transmission, la réduction du poids et du coefficient de résistance aérodynamique, de même que les améliorations apportées aux pneus, aux pièces d'équipement et aux lubrifiants. La transmission surmultipliée est déjà largement répandue : en 1987, plus de 60 % des voitures neuves vendues étaient dotées d'une transmission surmultipliée (boîtes automatiques à quatre rapports et boîtes manuelles à cinq rapports). Nous prévoyons que l'emploi de la transmission surmultipliée se généralisera pendant la période de projection. Bien la transmission surmultipliée plus perfectionnée et la transmission à changement de vitesses continu constituent des technologies éprouvées, leur coût limitera probablement leur utilisation aux voitures de haute performance et aux voitures de luxe. La première phase de la réduction du poids, qui a débuté à la fin des années 1970 et s'est poursuivie durant les années 1980, a surtout porté sur la réduction de la taille des voitures et le passage aux véhicules à traction avant. La deuxième phase, qui est axée sur la substitution de matériaux, est maintenant amorcée. Nous prévoyons une grande utilisation de matériaux plus légers, comme l'acier à haute résistance, l'aluminium et le plastique pour remplacer des matériaux plus lourds comme l'acier ordinaire et le fer. En outre, nous croyons que la taille du moteur et le rapport de réduction de l'essieu seront repensés afin d'optimiser les gains réalisés sur le plan de la réduction du poids. Nous croyons que la réduction du coefficient de résistance aérodynamique aura de grandes répercussions sur le rendement énergétique de la conduite sur une longue distance, mais un effet marginal sur celui de la conduite en ville. Les exigences des consommateurs en matière d'espace utilisable et de confort freineront toutefois la réduction du coefficient de résistance aérodynamique. Nous croyons que les améliorations apportées aux pneus, aux pièces d'équipement et aux lubrifiants permettront des gains restreints sur le plan du rendement énergétique; parmi ces améliorations, seul le recours aux lubrifiants synthétiques de pointe est actuellement considéré comme étant rentable. Selon nous, les pneus radiaux à profil bas ne seront offerts que sur les véhicules de haute performance.

- Les améliorations concernant le moteur sont graduelles et peuvent entraîner un meilleur rendement énergétique ou une plus grande performance; les deux grandes catégories d'améliorations pouvant être apportées au moteur comprennent celles qui s'appliquent aux moteurs à allumage par bougies et les contrôles élec-

1 En tenant compte d'autres indicateurs de la composition de la population pour déterminer qui achetera et conduira des véhicules personnels, nous prévoyons dans notre scénario de référence qu'il y aura, en l'an 2010, 1,08 voiture par personne occupant un emploi, 0,5 voiture par personne et 0,94 voiture par membre de la population active.

troniques plus nombreux. Au cours de la première moitié des années 1980, on s'est surtout concentré sur l'augmentation de la puissance spécifique (puissance en HP par centimètre cube) et sur la réduction de la friction interne des composantes. Pendant la deuxième moitié des années 1980, on a amorcé une nouvelle phase de la réduction de la friction, portant précisément sur de nouveaux modèles de piston à basse friction, des segments de piston à faible tension et un meilleur contrôle des dimensions du piston et de l'alésage. Dans les années 1990, nous croyons que l'introduction de la technologie de commande des soupapes et des moteurs multisoupapes permettra de réaliser d'autres gains sur le plan du rendement énergétique et d'améliorer la performance. L'utilisation accrue des microprocesseurs au cours de la dernière décennie a eu pour effet d'améliorer le rendement énergétique et la performance, et de réduire les gaz d'échappement et l'entretien. Nous prévoyons l'application généralisée de technologies telles que les dispositifs anticognement, les technologies d'interruption de l'alimentation en décélération et la boîte à commande électronique, mais le recours restreint à des technologies moins rentables comme l'injection multipoint. Même si des gains appréciables sur le plan du rendement énergétique résulteront de ces améliorations techniques, ils pourraient être en partie annulés par l'importance croissante de la conduite en ville et de la congestion urbaine (cette question est traitée plus loin).

La **distance moyenne parcourue** par les voitures demeurera, croyons-nous, relativement stable, ce qui concorde avec l'hypothèse que, pour les longues distances, les gens préféreront d'autres modes de transport, comme le transport aérien. Cela va également dans le sens de nos prévisions au sujet du prix réel de l'essence pour moteur, qui devrait augmenter à un rythme deux fois plus grand que celui du revenu réel disponible par ménage.

Bref, en ce qui concerne les voitures, nous prévoyons que la consommation d'essence pour moteur augmentera de 0,2 % par année au cours de la période de projection, alors que le parc automobile grossira de 1,5 % par année, que le rendement énergétique du parc automobile s'améliorera de 1,2 % annuellement et que la distance moyenne parcourue demeurera stable. La demande d'énergie des voitures croît à un taux légèrement supérieur de 0,3 % par année à mesure que les carburants de remplacement élargissent quelque peu leur part d'utilisation de l'énergie dans le secteur au cours de la période.

Les **incertitudes** majeures inhérentes à ces prévisions ont trait au taux de croissance et à la composition du parc automobile et à l'orientation que prendront avec le temps les améliorations du rendement énergétique. Cependant, d'autres facteurs liées à l'utilisation de la voiture sont tout aussi importants. Les estimations du rendement énergétique des voitures découlent de résultats obtenus au cours d'essais, mais le rendement réel sur la route peut s'avérer sensiblement inférieur. Bien que nous ajustions les rendements théoriques dans notre base de données et nos prévisions pour qu'ils se rapprochent le plus possible de ceux qu'on devrait obtenir sur la route, plusieurs zones d'incertitude apparaissent lorsqu'on projette ces ajustements dans le futur. La performance tient compte, entre autres, de la distance parcourue en ville et sur la grande route, la conduite en ville offrant un moins bon rendement énergétique. Àmesure que le nombre de véhicules grossira dans l'avenir, que la congestion urbaine allongera la durée d'un parcours précis, que le temps de marche au ralenti augmentera et que la conduite en ville représentera une part plus grande de la distance totale parcourue, l'écart entre le rendement estimé et le rendement réel se creusera. Les répercussions pourraient être importantes; une étude laisse entendre que la demande d'essence pour voiture pourrait, d'ici 2010[1], être supérieure de pas moins de 20 % par rapport à la demande d'essence projetée en se servant des ajustements généralement acceptés pour rapprocher le rendement estimé du rendement réel.

Camions

Dans le scénario de référence, nous prévoyons que les ventes totales de camions neufs et le **parc de camions** augmenteront respectivement de un et de deux pour cent en moyenne par année (de 0,9 et de 1,8 % pour les camions à essence et de 2,4 et de 3,1 % pour les camions diesel). La croissance du parc dépasse celle des ventes en raison du rythme de mise au rancart des véhicules du parc, qui va en ralentissant, par rapport à celui des ventes. Ce phénomène est attribuable à une très forte croissance au milieu des années 1980, ce qui a donné lieu à un parc de camions relativement neufs.

---

1 Westbrook, F. et P. Patterson, «Changing Driving Patterns and Their Effect on Fuel Economy», présenté le 2 mai 1989 à l'occasion de la rencontre gouvernement/industrie de la SAE, qui a eu lieu à Washington, D.C.

Tableau 4-10

Variables déterminantes de l'utilisation d'essence pour moteur

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-1980	1980-1985	1985-1989	1989-2000	2000-2010	1989-2010
secteur automobile						
prix réel de l'essence ($81/IGJ)	2,1	7,9	5,7	1,6	0,4	1,0
ventes de voitures neuves						
petites	0,7	5,9	-2,9	2,5	1,6	2,1
grosses	-2,1	1,4	-4,4	1,4	1,0	1,2
total	-0,6	4,1	-3,5	2,1	1,4	1,8
parc automobile						
petites	4,4	4,4	5,3	2,2	1,8	2,0
grosses	3,3	-1,5	0,3	0,1	1,0	0,6
total	3,8	1,5	3,1	1,4	1,5	1,5
rendement énergétique des voitures neuves (l/100 km)						
petites	-2,7	-4,2	0,5	-0,8	-0,8	-0,8
grosses	-4,5	-6,2	-1,5	-0,6	-0,8	-0,7
total	-4,0	-5,5	-0,5	-0,8	-0,8	-0,8
rendement énergétique du parc automobile (l/100km)						
petites	-0,8	-3,4	-2,3	-1,0	-0,7	-0,9
grosses	-0,4	-3,9	-4,7	-1,8	-0,8	-1,3
total	-0,6	-4,4	-4,0	-1,5	-0,8	-1,2
distance moyenne parcourue par voiture (100 km)	-0,5	0,9	2,3	0,0	0,0	0,0
demande d'essence pour voitures (PJ)	2,7	-2,0	1,3	-0,1	0,7	0,3
secteur des camions (essence)						
ventes de camions neufs	3,6	3,5	6,2	0,7	1,1	0,9
parc de camions	6,8	1,0	6,0	2,3	1,4	1,9
rendement énergétique des camions neufs (l/100 km)	-5,5	-5,0	1,2	-0,9	-0,8	-0,8
rendement énergétique du parc de camions (l/100 km)	-1,8	-4,2	-4,5	-1,5	-0,8	-1,2
distance moyenne parcourue par camion (100 km)	-1,8	-1,3	1,7	-0,6	-0,2	-0,4
demande d'essence pour camions (PJ)	2,9	-5,0	2,3	-0,1	0,1	0,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Camions utilitaires légers

Le marché des camions utilitaires légers comprend les camionnettes, les fourgonnettes (fourgonnettes à long châssis et petites fourgonnettes), les véhicules utilitaires légers à quatre roues motrices et les véhicules spéciaux. Les camionnettes sont utilisées par les entreprises et les fermiers, mais servent aussi à des fins récréatives. Les fourgonnettes à long châssis servent souvent de véhicules de service, alors que les petites fourgonnettes et les véhicules utilitaires à quatre roues motrices remplacent fréquemment les grosses voitures familiales. Les véhicules spéciaux servent à répondre aux besoins d'un client particulier; c'est le cas par exemple des véhicules destinés au transport des personnes handicapées. Les ventes de petites fourgonnettes et de véhicules à quatre roues motrices ont augmenté de 12 % par année entre 1986 et 1989, et ce marché représente maintenant 44 % des ventes de camions utilitaires légers neufs. On s'attend que ce marché sera bientôt saturé; c'est pourquoi nous prévoyons des taux de croissance annuels plus faibles à long terme que ceux qui ont été enregistrés récemment. Cependant, en raison de la vogue de plus en plus grande que connaissent les petites four-

gonnettes, les véhicules à quatre roues motrices et d'autres camions utilitaires légers comme les véhicules utilisés à des fins récréatives, le **parc des camions utilitaires légers** devrait, selon nos prévisions, enregistrer la croissance moyenne la plus élevé de toutes les catégories de camions, soit 2,1 % par année.

Selon nos projections, le **rendement énergétique moyen des camions utilitaires légers** augmentera de 0,8 % par année. La plupart des gains réalisés au chapitre du rendement résulteront, à quelques exceptions près, des mêmes améliorations technologiques dont on a parlé pour les voitures. Les petites fourgonnettes et les véhicules à quatre roues motrices vendues à des fins récréatives constituent en fait des véhicules de taille réduite offrant un meilleur rendement que leurs équivalents à long châssis. Comme ils occupent une place toujours plus grande au sein de la catégorie des camions légers, le rendement énergétique de cette catégorie s'améliorera en conséquence. La **distance parcourue** par les camions légers devrait demeurer assez stable au cours de la période de projection.

Camions moyens/lourds et extra-lourds

Le **segment des camions moyens/lourds** englobe aussi bien les véhicules à essence que les véhicules diesel. Depuis le milieu des années 1970, la composition et la taille de cette catégorie ont changé de façon radicale. Dans les années 1970, les camions à essence prédominaient. En 1989, les camions diesel représentaient 30 % de l'ensemble du parc de camions moyens/lourds, comparativement à moins de 5 % en 1975. Cependant, au moment où le carburant diesel se taillait une place plus grande, le parc de camions de cette catégorie diminuait de 2 % par année entre 1975 et 1983 et de 5,3 % par année entre 1983 et 1989. En raison de sa nature commerciale, ce segment a été et continuera d'être influencé par l'importance qu'accorde l'industrie à la maximisation de la charge utile, mesure qui favorise généralement le segment des camions extra-lourds. Un autre facteur à considérer est l'utilisation croissante de camions diesel qui, par rapport aux camions à essence, couvrent une distance plus longue de près de 20 % par année, offrent un meilleur rendement énergétique et ont une plus grande durée utile. Les camions à essence, qui représentaient plus de 94 % du total des ventes de camions moyens/lourds neufs en 1975, en a constitué environ le tiers en 1987. La baisse des prix de l'essence pour moteur, en terme réel, au cours des dernières années a fait remonter les ventes de camions moyens/lourds à essence, bien que ces dernières ne dépassent pas le quart du niveau qu'elles ont atteint en 1975. D'ici 2010, dans notre scénario de référence, la proportion des véhicules à essence dans le parc de camions moyens/lourds diminuera pour s'établir à moins de 35 % de l'ensemble, comparativement à 67 % en 1989. Les ventes de camions moyens/lourds devraient baisser de 1,2 % par année, et le **parc** diminuer en moyenne de un pour cent par an. Selon nous, deux tendances se dessinent : un passage général à des camions diesel plus lourds, ce qui fera augmenter l'utilisation du carburant diesel dans la catégorie des camions moyens/lourds, et également une tendance vers des camions extra-lourds en remplacement des camions moyens/lourds.

Tout comme le segment des camions utilitaires légers, le **segment des camions extra-lourds** a connu une croissance rapide, et cette croissance devrait se maintenir, mais à un rythme plus lent. Les ventes de camions extra-lourds ont progressé à un rythme moyen de 8,3 % et de 1,8 % par an entre 1975 et 1980 et entre 1980 et 1988 respectivement; en 1989, elles ont décliné de 13 % par suite du ralentissement de la croissance économique. Le parc de camions extra-lourds a grossi en moyenne de 5,9 % par année entre 1975 et 1989 (à un rythme moyen de 7,5 % entre 1975 et 1983 et de 3,8 % entre 1983 et 1989). Selon nos projection, les ventes de camions extra-lourds augmenteront de 0,8 % par année entre 1989 et 2010, ce qui fera grossir le parc de 1,5 % au cours de cette période. La concurrence accrue qu'entraînera la déréglementation et les effets de la récession de 1990-1991 devraient être des facteurs déterminants dans la maximisation à long terme du rendement de la charge utile qui, alliée à l'allongement autorisé des camions-remorques, ralentira la croissance du parc de camions extra-lourds au cours de la période de projection, par rapport à celle des dernières années.

Les camions **moyens/lourds** et **extra-lourds** offrent, au chapitre des améliorations du rendement énergétique, de moins grandes possibilités que les camions légers. Même si on se préoccupe du rendement énergétique, on travaille surtout à maximiser le rendement de la charge utile. Étant donné la compétitivité de l'industrie du camionnage, des technologies comme des moteurs à couple élevé à plus bas régime (en remplacement des moteurs diesel à haute vitesse), des systèmes d'injection et des pneus améliorés et un profil aérodynamique de pointe seront, selon nos projections, inclus dans l'équipement de série. D'autres gains sur le plan du rendement énergétique peuvent résulter de systèmes électroniques

intégrés à multiples fins (par exemple le contrôle de l'injection de carburant dans les cylindres, le contrôle de la vitesse et le contrôle ou la surveillance de divers systèmes) ou de moteurs turbo-compressés avec refroidisseur intermédiaire.

Compte tenu des facteurs précités, nous croyons que le **rendement énergétique des nouveaux camions moyens/lourds et extra-lourds** s'améliorera en moyenne de 0,6 % par année, ce qui correspond à seulement 75 % du taux d'amélioration enregistré durant les années 1980. Nous supposons aucun changement de la **distance parcourue** par ces camions au cours de la période de projection.

Pour ce qui est du **secteur des camions dans son ensemble**, nous prévoyons, à la lumière des considérations précitées sur chaque catégorie de camions, que les ventes augmenteront de un pour cent par année (de 2,4 % pour les camions diesel et de 0,9 % pour les camions à essence). La croissance du parc total de camions sera de 2 % (de 3,1 % pour les camions diesel et de 1.9 % pour les camions à essence). Le rendement énergétique du parc de camions s'améliorera à un rythme de 1,2 % annuellement entre 1989 et 2010 (camions diesel et camions à essences). Cependant, à l'intérieur de la catégorie des camions à essence, la composition du parc change en raison d'un passage aux camions utilitaires légers, qui offrent un meilleur rendement énergétique que les camions à essence moyens/lourds. Et dans la catégorie des camions diesel, on note un tendance vers les camions extra-lourds qui consomment plus d'énergie pour couvrir la même distance que les camions moyens/lourds, et qui parcourent de plus grandes distances avec des charges utiles plus importantes. En conséquence, la demande d'essence pour camions n'enregistre aucune hausse, alors que l'utilisation de carburant diesel pour camions s'accroît de 0,9 % par an. La demande d'énergie émanant des camions augmentera donc en moyenne de 0,5 % par année (voir les tableaux 4-10 et 4-11).

Tableau 4-11

Variables déterminantes de l'utilisation du diesel dans le secteur du transport routier

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-1980	1980-1985	1985-1989	1989-2000	2000-2010	1989-2010
secteur des camions (diesel)						
PIB réel, industriel	-0,8	2,9	3,7	2,5	2,7	2,6
prix réel du diesel pour camions	1,4	5,9	-0,7	1,3	0,4	0,9
ventes de camions neufs	6,7	2,3	3,2	2,1	2,8	2,4
parc de camions	10,4	3,4	9,3	3,5	2,7	3,1
rendement énergétique						
- camions neufs (L/100 km)	-3,0	-3,4	-1,4	-1,8	-1,5	-1,7
- parc de camions (L/100 km)	-0,9	-2,0	-2,5	-1,5	-0,9	-1,2
distance moyenne parcourue par camion	5,5	3,4	-1,2	-0,9	-1,1	-1,0
utilisation du diesel par les camions	15,4	4,8	5,3	1,0	0,7	0,9

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Utilisation du propane et du gaz naturel pour le transport routier

Nous prévoyons une croissance limitée de la demande de propane pour le transport routier étant donné qu'il s'agit d'un marché ayant plus ou moins atteint son plein développement et destiné principalement aux véhicules de flottes. La croissance de la demande de gaz naturel comprimé ou de GNV (gaz naturel pour véhicules) a été freinée par le manque de stations permettant de faire le plein. Nous croyons cependant que le maintien de quelques stimulants entraînera la conversion au GNV de certaines flottes et certains véhicules de livraison. D'après les entretiens que nous avons eus avec des représentants de l'industrie, nous prévoyons que la part du propane et du GNV dans l'utilisation d'énergie du transport routier augmentera pour passer de 1,9 % en 1989 (1,7 % pour le propane et 0,2 % pour le GNV) à 3,4 % en 2010 (2,3 % pour le propane et 1,1 % pour le GNV).

Transport routier - Résumé

En ce qui concerne l'ensemble du **transport routier**, nous prévoyons que la demande d'énergie augmentera en moyenne de 0,4 % par année au cours de la période de projection. La demande d'énergie attribuable aux camions s'accroît de 0,5 % et celle provenant des voitures de 0,3 % par année. L'utilisation de l'essence pour moteur ne croît que de 0,1 % par année (0,2 % pour ce qui est des voitures et croissance nulle dans le cas des camions) et l'utilisation de carburant diesel pour le transport routier augmente de 0,9 % par année.

Transport aérien

Le **secteur du transport aérien** représente actuellement 10 % de la demande totale d'énergie du secteur des transports. L'utilisation d'énergie dans le secteur du transport aérien a augmenté à un taux moyen équivalant à près du double du taux de croissance du PIB dans les années 1960 et au début des années 1970, principalement comme suite à la vogue croissante des déplacements aériens pour des motifs d'affaires et de vacances. Le nombre de kilomètres-passagers a augmenté trois fois plus vite que le PIB. Cependant, depuis le début des années 1970, l'accroissement de l'utilisation d'énergie dans le secteur aérien a été moins rapide que celui du PIB. Cela reflète le ralentissement de la croissance des déplacements aériens et l'adoption de mesures d'économie de carburant telles que la rationalisation des trajets, l'augmentation des facteurs de charge et les améliorations techniques apportées à la conception des moteurs et des fuselages.

Selon notre projection, l'utilisation d'énergie dans le secteur du transport aérien augmentera au rythme moyen de 1,1 % par année au cours de la période de projection; ce taux représente moins de la moitié du taux de croissance du PIB réel. Comme suite aux entretiens que nous avons eus avec des représentants de l'industrie du transport aérien, nous prévoyons que la croissance annuelle moyenne du nombre de kilomètres-passagers correspondra à la moitié de celle qui a été enregistrée entre 1975 et 1989 en raison de l'impact des télécommunications sur les voyages d'affaires et du développement de services intermodaux pour les déplacements dans les régions. Nous prévoyons en outre des gains futurs de 1,5 % en moyenne par an dans le rendement énergétique des aéronefs à mesure que le renouvellement et la spécialisation des flottes se poursuivent et que de meilleures méthodes de contrôle de la circulation aérienne sont mises en oeuvre.

On ne sait toujours pas avec certitude quel sera l'impact de la déréglementation de l'industrie du transport aérien sur la demande d'énergie. Au cours des dernières années, certains transporteurs aériens sont disparus et d'autres se sont spécialisés ou se sont affiliés. On ne connaît pas encore les effets de ces changements récents sur la performance globale de l'industrie, mais ils devraient entraîner une plus grande rationalisation et une baisse de l'utilisation d'énergie par kilomètre-passager.

Transports maritime et ferroviaire

Les **transports maritime et ferroviaire** sont utilisés surtout pour les marchandises en vrac telles que les céréales, le charbon, le minerai de fer et les billes de bois, encore que le rail soit aussi parfois utilisé pour transporter certains produits manufacturés. Ces deux modes représentent actuellement 5,5 % et 4,7 % respectivement de la demande d'énergie du secteur des transports. D'après ce que nous avons connu récemment, nous prévoyons que l'utilisation d'énergie dans ces deux modes augmentera à un rythme beaucoup plus lent que l'activité économique. Selon nos prévisions, la croissance de l'utilisation d'énergie dans le secteur ferroviaire s'établira en moyenne à moins de un pour cent par année, alors que la demande d'énergie émanant du secteur maritime augmentera d'un peu plus de un pour cent par an. Dans le secteur maritime, la lenteur qui caractérise le renouvellement des flottes limite les effets des améliorations technologiques au chapitre du rendement énergétique.

Le corridor Québec-Windsor du train à grande vitesse est supposé être mis en service au cours de la

deuxième moitié de la période à l'étude, alors que des gains futurs sur le plan du rendement énergétique devraient résulter de l'abandon de liaisons non rentables et de l'accroissement des facteurs de charge.

Résumé

En résumé, nous prévoyons que la demande d'énergie du secteur des transports augmentera en moyenne de 0,5 % par année entre 1989 et 2010 (voir le tableau 4-12). L'utilisation d'énergie dans le transport routier s'accroît de 0,4 % annuellement (vient en premier la demande de carburant diesel qui augmente de 0,9 %, alors que la demande d'essence ne croît que de 0,1 % par année). Les principales incertitudes entourant la demande du transport routier a trait à l'importance du parc de véhicules, à son rendement et à la nature de son utilisation, et en particulier à la mesure dans laquelle la congestion et la conduite en ville annuleront les améliorations techniques apportées aux véhicules pour augmenter leur rendement énergétique. Selon nos prévisions, les besoins en énergie des transports aérien et maritime augmenteront en moyenne de un peu plus d'un pour cent par année, et l'utilisation d'énergie pour le transport ferroviaire s'accroîtra à un rythme légèrement inférieur à un pour cent.

Dans le rapport de 1988, nous avions prévu une plus forte augmentation de l'utilisation de l'essence et du carburant diesel. Cela reflétait l'opinion selon laquelle la croissance du parc de voitures serait supérieure à celle projeté dans l'actuel scénario de référence, et que les améliorations du rendement énergétique des voitures et des camions se concrétiseraient à un rythme plus lent. Cependant, de ces deux facteurs, ce sont nos prévisions révisées relativement au parc de voitures et

Tableau 4-12

Demande d'énergie du secteur des transports

taux annuels moyens de croissance (%)

	1985-1989	1989-2000	2000-2010	1989-2010
transport routier	2,5	0,2	0,6	0,4
essence	1,5	-0,1	0,4	0,1
diesel	5,2	1,0	0,9	0,9
autres	16,9	4,0	3,0	3,5
transport aérien	4,6	1,1	1,2	1,1
transport ferroviaire	1,7	1,2	0,4	0,8
transport maritime	9,5	1,9	0,5	1,2
total	**3,0**	**0,5**	**0,6**	**0,5**
rendement énergétique				
parc total de voitures (l/100 km)	-4,0	-1,5	-0,8	-1,2
petites voitures	-2,3	-1,0	-0,7	-0,9
grosses voitures	-4,7	-1,8	-0,8	-1,3
parc total de camions (l/100 km)	-3,7	-1,4	-0,8	-1,1
consommation moyenne d'énergie				
par voiture (GJ)	-1,8	-1,5	-0,9	-1,2
par camion (GJ)	-2,2	-1,8	-0,9	-1,4

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

de camions qui représentent la principale différence entre les prévisions de 1988 et les perspectives actuelles.

4.2.7 Résumé

La demande totale au titre de l'utilisation finale par secteur dans le scénario de référence apparaît à la figure 4-7. La demande au titre de l'utilisation finale augmente en moyenne de 1,2 % pendant la période des projections pour atteindre, en l'an 2010, un niveau de 28 % supérieur à celui de 1989.

Le changement survenu dans les parts sectorielles de 1989 à 2010 reflète la croissance économique relative des secteurs (et des ménages), ainsi que l'impact des prix de l'énergie et des améliorations du rendement énergétique sur les besoins en énergie de chaque secteur.

Le ralentissement de la croissance des ménages, les gains modérés au chapitre du revenu réel disponible, et les améliorations du rendement énergétique des appareils ménagers qui ont été exigées, au tout début de la période de projection, sont tous des facteurs qui contribuent à la faible augmentation de la demande d'énergie du secteur résidentiel, qui est de 0,5 % par année, et, au fil des ans, à une diminution de la part de la demande énergétique pour utilisation finale de ce secteur, qui passe de presque 20 % en 1989 à environ 17 % en 2010.

La demande émanant du secteur commercial s'accroît d'un pour cent par année à mesure que les améliorations du rendement énergétique aident à neutraliser l'impact de la croissance économique sur les besoins en énergie du secteur. En 2010, ce secteur rend compte de 11 % de la demande pour utilisation finale, ce qui correspond presque à la part qu'il détenait en 1989.

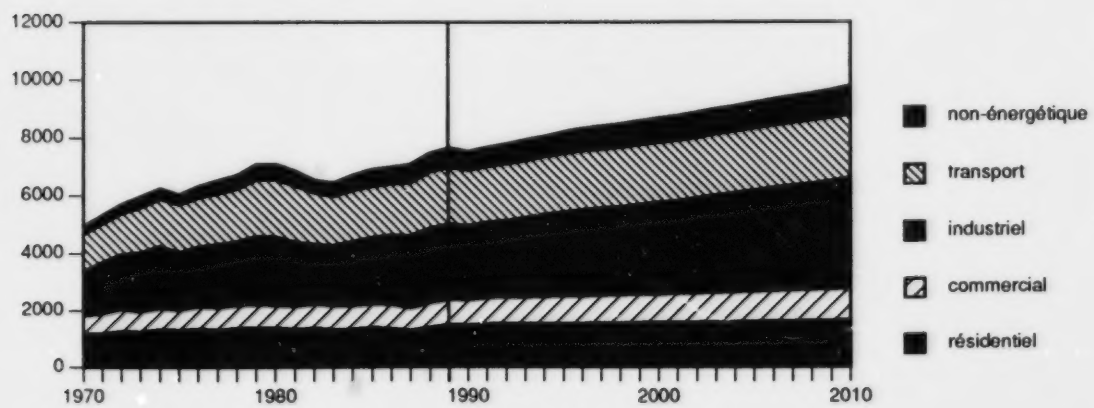
En dépit des améliorations constantes du rendement énergétique, qui entraînent une diminution de l'intensité énergétique du secteur industriel pendant la période des projections la demande d'énergie de ce secteur augmente de 1,9 % par année, soit à un rythme plus rapide que celle de tout autre secteur. Ainsi, sa part de la demande au titre de l'utilisation finale aura augmenté en 2010, pour passer d'un peu moins de 35 % en 1989 à presque 40 %.

Une croissance lente du parc automobile et des améliorations constantes du rendement énergétique des parcs de voitures et de camions entraînent une faible augmentation annuelle de 0,5 %

Figure 4-7

Demande énergétique globale pour utilisation finale

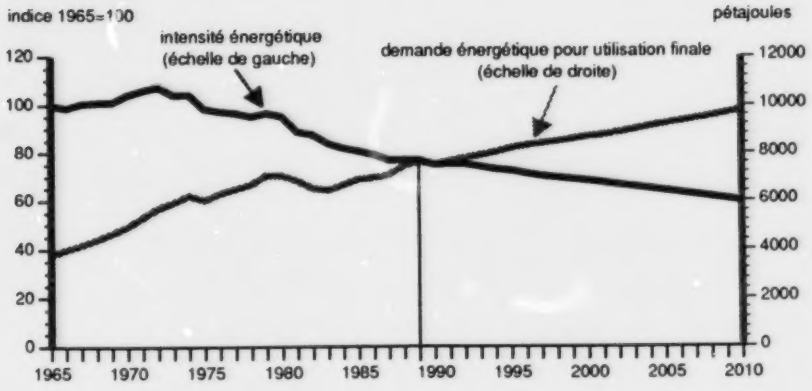
(pétajoules)



Source: tableau A4-3 en annexe.

Figure 4-8

Demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB réel



Note: La demande énergétique pour utilisation finale est exprimée en pétajoules. L'intensité énergétique est un indice, dont l'année de base est 1965, de la demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB en dollars de 1981.

Différences dans la demande d'énergie par secteur au titre de l'utilisation finale en 2005

(%)

	scénario de référence/ scénario élevé de 1988	scénario de référence/ scénario bas de 1988
résidentiel	3	1
commercial	-2	2
industriel	-15	5
transport	-4	-
non énergie	-1	1
total	**-7**	**2**

- moins de 0,5.

de la demande énergétique du secteur des transports pendant la période des projections. La part de ce secteur diminue donc, pour passer de presque 26 % en 1989 à 22 % en 2010.

Les utilisations non énergétiques représentent 10 % de la demande pour utilisation finale en 2010, soit une hausse légère par rapport au taux de 9 % enregistré en 1989.

La figure 4-8 montre l'intensité énergétique au cours de la période historique et de la période de projection. En nous fondant sur les hypothèses formulées au sujet du taux d'amélioration du rendement énergétique dans des utilisations finales spécifiques, nous prévoyons que l'intensité énergétique globale diminuera au rythme de 1,2 % par année entre 1989 et l'an 2000, et de 1,3 % entre l'an 2000 et 2010. Bien que cette baisse soit plus lente que celle observée à partir du milieu des années 1970 jusqu'au milieu des années 1980, elle se compare à la diminution moyenne enregistrée au cours de la deuxième moitié des années 1980.

L'encadré compare les résultats du scénario de référence pour l'an 2005 et ceux des scénarios bas et élevé figurant au rapport de 1988. La croissance économique prévue au scénario de référence, qui s'établit à un peu plus de 2,2 % de 1989 à 2005, se rapproche plus du scénario bas décrit dans le rapport de 1988. Les prix de l'énergie déterminés dans le scénario de référence correspondent aussi davantage aux prix du scénario bas qu'à ceux du scénario élevé. La demande d'énergie en 2005 selon le scénario de référence est inférieure à celle du scénario élevé décrit dans le rapport de 1988, et ce dans tous les secteurs à l'exception du secteur résidentiel. En ce qui touche ce dernier secteur, l'écart minime de 3 % reflète, entre

autres, une tendance vers une utilisation légèrement plus grande de l'électricité qui s'est manifestée ces dernières années. La demande totale d'énergie pour utilisation finale en 2005 est, dans le scénario de référence, de 7 % inférieure à celle du scénario élevé de 1988.

La demande au titre de l'utilisation finale prévue au scénario de référence n'est, en 2005, que légèrement supérieure de 2 % à celle du scénario bas de 1988, ce qui va dans le même sens que les comparaisons de la croissance économique et des prix de l'énergie faites entre les deux scénarios. Il faut toutefois souligner qu'il existe, dans chaque secteur, des différences par rapport aux perspectives de 1988, par exemple l'impact des normes exigées en matière de rendement énergétique des appareils ménagers sur le secteur résidentiel, qui se perdent dans la comparaison d'ensemble.

4.3 Demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par combustible et par région

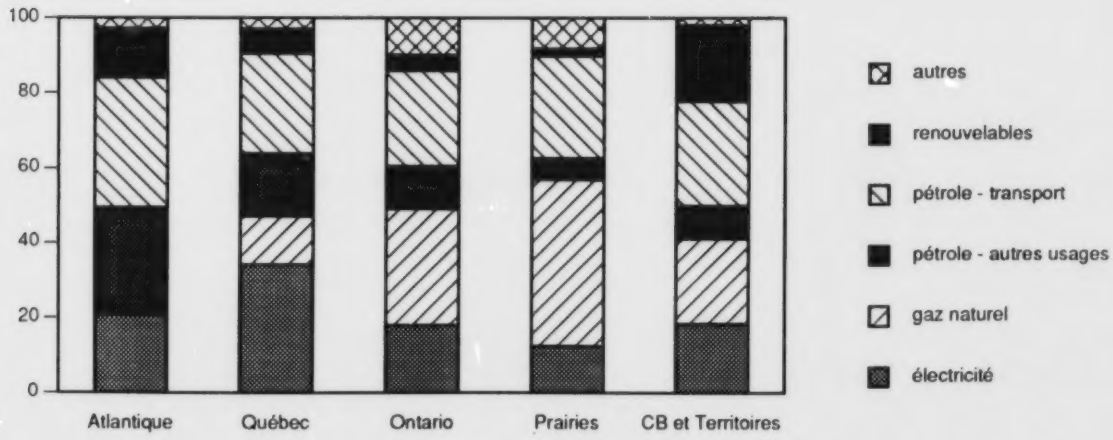
L'utilisation des combustibles varie beaucoup selon les régions en raison de la disponibilité et de l'utilisation du gaz naturel, ainsi que des prix relatifs de l'énergie dans chaque région. Comme le montrent la figure 4-9 et le tableau 4-13, l'absence de gaz naturel dans la région de l'Atlantique aboutit à une plus forte utilisation du pétrole, en pourcentage, à des fins autres que le transport. Au Québec, où les prix de l'électricité sont moins élevés que dans beaucoup d'autres provinces, et où le gaz naturel est moins bien accepté pour des usages résidentiels, la part de l'électricité est presque deux fois plus élevée que dans les autres provinces. En Ontario, l'importance du secteur industriel et sa consommation de gaz naturel, alliées à la pénétration de ce combustible dans les secteurs résidentiel et commercial, font du gaz naturel le combustible le plus important dans cette province. Dans les Prairies, le gaz naturel est prédominant partout, bien que la part de l'électricité soit beaucoup plus grande au Manitoba (où les prix de l'électricité sont relativement peu élevés) que dans les autres provinces des Prairies. En Colombie-Britannique, le rôle du secteur des pâtes et papier et sa consommation de déchets ligneux expliquent la part beaucoup plus grande des énergies renouvelables que dans les autres provinces.

Sur une base régionale, nous avons tenu compte du gazoduc de l'Île de Vancouver, qui sera mis en service en 1991. Nous n'avons inclus dans nos projections aucun autre changement d'importance aux réseaux actuels de distribution d'énergie.

Figure 4-9

Part des combustibles pour utilisation finale par région en 1989

(pourcent)



Source: tableau A4-5 en annexe.

Tableau 4-13

Répartition de l'utilisation finale des combustibles par région en 1989

(%)

	Atlantique	Québec	Ontario	Prairies	C.-B. et Territoires
électricité	21	34	18	12	18
gaz naturel	-	13	31	48	23
pétrole - autre que pour les transports	29	17	12	11	11
pétrole - transports	34	26	25	23	26
renouvelables [a] et vapeur	13	7	4	2	20
autres [b]	3	3	10	4	2
Total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Les énergies renouvelables comprennent le bois, les résidus de bois, la liqueur noire, les énergies solaire et éolienne, ainsi que les déchets municipaux.

[b] Les autres formes d'énergies comprennent le charbon, le coke, le gaz de cokéfaction et les liquides de gaz naturel.

Le tableau 4-14 présente les niveaux de la demande globale d'énergie par région en 1989 et en 2010 pour le scénario de référence. La hausse de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale dans les régions est une indication nette de la croissance relative de l'économie et des ménages dans les régions. Au fur et à mesure des améliorations du rendement énergétique, la hausse de la demande d'énergie est inférieure à la croissance de l'économie et des ménages dans toutes les provinces. L'Ontario rend compte d'approximativement 35 % de la demande au titre de l'utilisation finale au Canada; ce pourcentage ne change pas pendant la période de projection. La faible hausse de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale au Manitoba et en Saskatchewan s'explique principalement par un faible taux de formation de ménages et une croissance économique inférieure à la moyenne. En Alberta, l'accroissement de la demande d'énergie traduit l'utilisation croissante du gaz naturel et du charbon pour la production de bitume. Sans cette utilisation, la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale en Alberta augmenterait de moins de 1,5 % par année.

L'énergie renouvelable se caractérise par une forte concentration régionale, comme le montre la figure 4-9. Nous présentons ci-après nos prévisions quant au rôle

Tableau 4-14

Demande d'énergie pour utilisation finale par région

	(pétajoules)			croissance annuelle moyenne (%)
	1989	2000	2010	1989-2010
Atlantique	536	586	620	0,7
Québec	1580	1768	1954	1,0
Ontario	2696	3051	3479	1,2
Manitoba	249	258	273	0,4
Saskatchewan	282	295	309	0,4
Alberta	1287	1605	1936	2,0
Colombie - Britannique	997	1113	1219	1,0
Canada	**7627**	**8675**	**9790**	**1,2**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

des énergies de remplacement, avant d'examiner plus en détail la demande de combustibles par région.

4.3.1 Énergies de remplacement

L'expression "énergies de remplacement" désigne des sources d'énergie renouvelable, telles que le bois, les déchets de bois, l'énergie solaire, l'énergie éolienne produite à petite échelle, ainsi que les sources moins classiques comme les déchets municipaux.

En 1989, ces sources permettaient de satisfaire un peu moins de 7 % des besoins en énergie du Canada au titre de l'utilisation finale. Du total de 509 PJ d'énergies de remplacement, un peu plus de 80 % ou 411 PJ, consistait en déchets de bois utilisés dans les secteurs des pâtes et papiers et des forêts, et 19 % représentait l'utilisation de bois dans le secteur résidentiel, alors que l'énergie solaire et les déchets municipaux représentaient moins de 1 %.

La mesure de l'utilisation des énergies de remplacement ou renouvelables dans les secteurs résidentiel et commercial se heurte à certaines difficultés. Dans certains cas, le bois ou l'énergie solaire peuvent ne pas constituer la principale source d'énergie. Le recours à l'énergie solaire passive ou l'usage sporadique du bois peuvent être calculés comme étant des économies d'énergie (car ils réduisent le recours aux sources d'énergie traditionnelle mesurée), plutôt qu'en tant que consommation d'énergies de remplacement. Il est donc probable que nous sous-estimions l'utilisation de certaines de ces formes d'énergie de remplacement, bien que nos projections rendent compte de leur incidence sur l'utilisation des sources d'énergie traditionnelle non renouvelable.

La demande d'énergies de remplacement sera influencée par les modalités d'établissement des prix de toutes les formes d'énergie. Il existe essentiellement deux méthodes fondamentales de comptabilité permettant de déterminer les prix. L'une d'entre elles est la "comptabilité des coûts sociaux" en vertu de laquelle le prix de l'énergie permettrait de recouvrer non seulement les coûts directs de production, mais aussi d'autres coûts que la production de l'énergie impose à des parties autres que les producteurs d'énergie. Citons, à titre d'exemple, le coût lié à la pollution des centrales alimentées en combustibles fossiles, ou la perte des avantages liés à la pêche par suite des perturbations entraînées par la construction d'un barrage. L'établissement des prix en fonction des coûts sociaux permettrait de tenir compte de tous ces facteurs; il ne comprendrait pas les subventions, et il refléterait les coûts sociaux de la prochaine unité d'énergie produite.

L'autre méthode d'établissement des prix est "la comptabilité industrielle", reflétant la façon dont le marché perçoit les coûts de l'offre et détermine ses prix, pour un niveau donné d'impôt et de subventions. Sur cette base, les prix du marché comprennent les coûts directs de production des fournisseurs d'énergie, toutes les subventions reçues, les taxes payées, et ils peuvent refléter l'ensemble des coûts marginaux et historiques.

Le rapport entre les prix des énergies de remplacement et des énergies classiques pourrait différer si le prix était calculé selon les coûts sociaux plutôt que sur une base commerciale ou en fonction du marché. Cependant, nous avons choisi d'établir les prix en fonction du marché parce que notre objectif principal est d'estimer la demande et l'offre d'énergie dans le contexte du comportement prévu des prix du marché.

Compte tenu de nos projections concernant les prix du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité, nous ne prévoyons que peu de changements dans les parts respectives des différentes formes d'énergie de remplacement. Sauf en ce qui a trait à l'utilisation du bois par le secteur résidentiel et des déchets de bois par l'industrie, la technologie actuelle associée à la plupart des énergies de remplacement est encore coûteuse comparativement aux technologies de production d'énergies classiques, lorsque le prix est établi en fonction du marché. Par conséquent, la part de ces sources d'énergie n'augmentera pas. Nous reconnaissons cependant que des changements dans les mécanismes d'établissement des prix, la fiscalité et les préférences individuelles pourraient favoriser l'utilisation d'énergies de remplacement. Il pourrait également survenir des innovations technologiques qui accroîtraient la viabilité de certaines formes d'énergie de remplacement. Ces facteurs pourraient élargir la part de ces sources d'énergie au-delà des pourcentages figurant dans nos projections.

La part des déchets de bois dans la demande d'énergie du secteur industriel au titre de l'utilisation finale qui était de 14 % en 1978, est passée à 16 % en 1989; nous prévoyons cependant que d'ici à 2010, elle retombera pour se situer aux environs de 11 %. La diminution de l'importance des déchets de bois en tant que source d'énergie pour l'industrie est attribuable à la réduction prévue de la part de l'industrie des pâtes et papiers dans le produit intérieur brut industriel, ainsi qu'au recours accru à des techniques thermomécaniques de production de la pâte (TTMP).

Entraînée par l'escalade des prix du pétrole entre 1973 et 1981 et par le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP), l'utilisation totale de bois par le secteur résidentiel a atteint 8 % en 1986 mais est retombée à 6 % en 1989. Dans la région de l'Atlantique et au Québec, l'augmentation a été plus impressionnante, car l'utilisation de bois s'est élevée respectivement à 26 % et 12 % de l'utilisation d'énergie du secteur résidentiel au titre de la demande d'utilisation finale en 1986. Cependant, en 1989, la part du bois est retombée à 19 % dans la région de l'Atlantique et à 10 % au Québec. Pour la période des projections, le prix réel mondial du pétrole ne devrait pas atteindre son niveau de 1981 et, en l'absence de nouveaux encouragements des gouvernements, on s'attend que la part de l'utilisation du bois dans la demande d'énergie par le secteur résidentiel se maintiendra à 6 % entre 1989 et 2010.

Il est possible de produire de la vapeur à des fins industrielles ou de l'électricité par l'incinération des déchets municipaux; on en extrait également du biogaz, qui servira ultérieurement pour chauffer des locaux ou produire de l'électricité. Le biogaz, qui consiste principalement en méthane, dioxyde de carbone et anhydride sulfureux, est actuellement tiré d'un dépotoir municipal à Richmond, en Colombie-Britannique, et on le brûle dans un four à la Canadian Cement Lafarge. Le gaz tiré des décharges répond à 13 % environ des besoins en énergie du four. S'il n'est pas extrait et brûlé de manière appropriée, il constitue un polluant dangereux. Des négociations sont actuellement en cours pour l'extraction du méthane des déchets municipaux entreposés dans une carrière près de Montréal afin de chauffer les locaux des bureaux de la municipalité de Montréal.

La décision de construire une usine de traitement des déchets municipaux n'est que partiellement influencée par le prix des combustibles de remplacement. Un autre facteur est la difficulté croissante de trouver des dépotoirs municipaux convenables, qui sont acceptables du point de vue de l'environnement, dans les grandes régions métropolitaines. Selon nos projections, on utilisera 12 PJ d'énergie provenant des déchets municipaux dans les secteurs commercial et industriel, d'ici à 2010. Cela représente 2 % des énergies de remplacement utilisée. Nous croyons que des facteurs autres que le prix détermineront dans une large mesure le recours à cette technologie.

Dans le scénario de référence, nous prévoyons que des sources d'énergie de remplacement représenteront près de 6 % de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale au Canada d'ici à 2010, comparativement à 6,7 % en 1989.

4.3.2 Région de l'Atlantique

La région de l'Atlantique ne dispose pratiquement pas de gaz naturel. Les choix qui s'offrent sont principalement le pétrole et l'électricité dans tous les secteurs, les déchets de bois et le charbon dans le secteur industriel, et le bois dans le secteur résidentiel. Depuis les chocs pétroliers des années 1970, cette région a réduit considérablement sa dépendance à l'égard du pétrole, surtout par un recours accru au bois et aux déchets de bois.

Nous prévoyons que la demande au titre de l'utilisation finale dans la région de l'Atlantique augmentera de 0,7 % annuellement de 1989 à 2010. Au cours de la même période, il est prévu que l'intensité énergétique diminuera de 1,1 % par année.

Nous nous attendons à une baisse continue de la part du pétrole dans la demande d'énergie de la région au titre de l'utilisation finale; cette part qui était de 63 % en 1989, passera à 60 % en 2010. Cette baisse touche seulement l'utilisation du pétrole à des fins autres que le transport; la part du pétrole dans le secteur des transports se maintiendra à presque 34 % de la demande globale d'énergie pour utilisation finale.

D'ici à 2010, selon nos projections, la part de l'électricité qui était à 21 % en 1989, passera à 26 %, avec l'augmentation de l'utilisation de l'électricité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.

Étant donné les prix relativement bas du pétrole aujourd'hui comparativement à ceux ayant eu cours vers le milieu des années 1970 et au début des années 1980, nous n'avons pas prévu d'importantes augmentations dans l'utilisation du bois par le secteur résidentiel; cette utilisation se maintiendra à presque 19 % des besoins de ce secteur. Les contraintes physiques liées à cette ressource et l'utilisation accrue des techniques thermomécaniques de production de la pâte ont pour effet de réduire la part des énergies renouvelables dans la demande du secteur industriel de la région de l'Atlantique. Par conséquent, l'utilisation des énergies renouvelables représentera 10 % en 2010, soit une baisse par rapport à 1989, alors qu'elle était de 13 %. La figure 4-10 présente les niveaux et les pourcentages prévus de la demande au titre de l'utilisation finale (y compris la demande du secteur des transports).

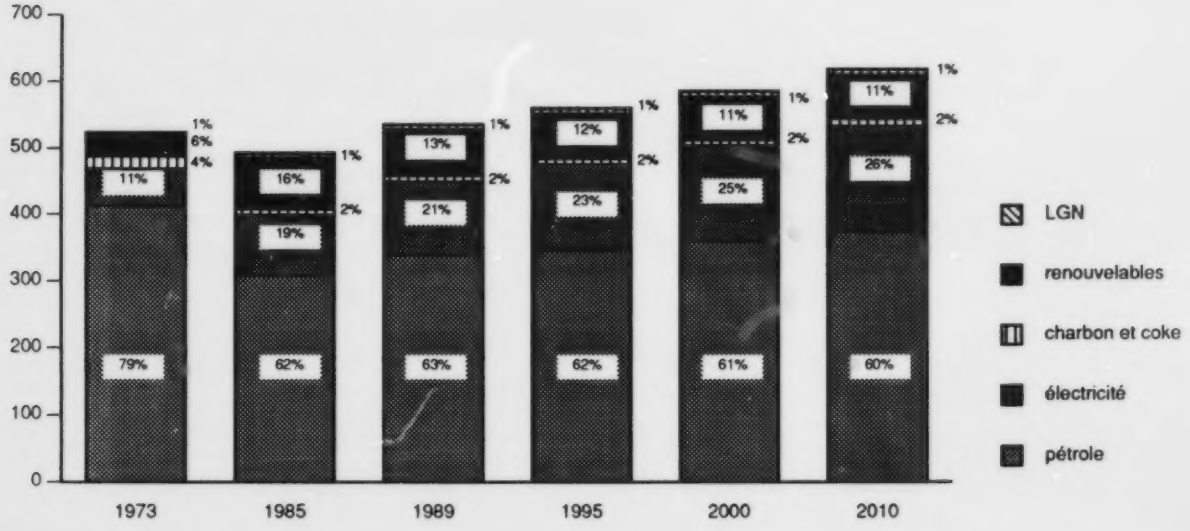
4.3.3 Québec

Pendant les années 1970 et au début des années 1980, le gaz naturel et l'électricité se sont faits

Figure 4-10

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Atlantique

(pétajoules)



Source: tableau A4-5 en annexe.

fortement concurrence pour gagner de nouveaux marchés et remplacer le pétrole. Même si cette concurrence s'est atténuée, Hydro-Québec poursuit encore des programmes incitatifs visant certains marchés industriels. Il en résulte que les installations industrielles disposent au Québec d'une plus grande latitude dans leurs choix de combustible que dans toute autre province du Canada; de nombreuses usines sont en mesure de choisir entre le mazout lourd, le gaz naturel et l'électricité. En outre, près de 6 % du parc des maisons au Québec disposent de deux sources de chauffage.

Le passage d'une forme d'énergie à une autre dépendra davantage des prix relatifs que du maintien des subventions ou d'encouragements parce qu'il devrait y avoir très peu de nouveaux programmes incitatifs.

Nous prévoyons que les besoins en énergie du Québec au titre de l'utilisation finale augmenteront de 1,0 % par année de 1989 à 2010. L'utilisation de l'énergie par unité de production baissera en moyenne de 1,2 % par année.

Étant donné que l'électricité est fortement utilisée dans la province, que les préférences des consommateurs limiteront la croissance de la part du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial, et qu'une augmentation marquée du prix du gaz naturel par rapport à celui du mazout lourd est prévue dans le secteur industriel, la part du marché qu'occupe le gaz naturel devrait connaître une baisse. L'utilisation du gaz naturel dans l'industrie augmentera modestement jusqu'en 1995, mais diminuera régulièrement par la suite. En 1995, le prix que paieront les utilisateurs industriels pour le gaz naturel dépassera celui du mazout lourd de plus de 10 %, et l'écart continuera de s'agrandir pendant toute la période des prévisions. Nous supposons que le pétrole sera délaissé lentement, mais de façon constante, dans les secteurs résidentiel et commercial. Cependant, la part du pétrole au titre de l'utilisation à des fins autres

que le transport qui était à 17 % en 1989 passera à 20 % en 2010, principalement en raison de la croissance prévue de la demande de pétrole du secteur industriel. L'électricité représentera 39 % de la demande au titre de l'utilisation finale d'ici à 2010, par rapport à 34 % en 1989. Le pétrole utilisé à des fins de transport passe de 25 % du marché qu'il occupait en 1989 à 23 % en 2010 (se reporter à la figure 4-11).

4.3.4 Ontario

La demande d'énergie au titre de l'utilisation finale augmente plus rapidement en Ontario que dans toutes les autres provinces, exception faite de l'Alberta. Les besoins en énergie de la province augmenteront de 1,2 % par année, et l'intensité énergétique diminuera de 1,4 % par année entre 1989 et 2010. Une grande partie de cette augmentation est attribuable à la demande d'utilisation ultime du secteur industriel. La part de ce secteur dans l'utilisation d'énergie de l'Ontario qui était de 34 % en 1989 passera à 38 % en 2010.

Nous prévoyons que la part du marché qu'occupe l'électricité augmentera modestement en passant de 18 % de la demande totale au titre de l'utilisation finale en 1989 à 20 % en 2010, ce qui traduit l'effet du projet de gestion de la demande d'Hydro-Ontario sur l'accroissement de la demande d'électricité. Sans ce programme, la part de l'électricité aurait été légèrement plus élevée. La part du pétrole, qui était de 37 % en 1989, passera à 39 % en 2010. Cette hausse est principalement attribuable à la croissance de la demande de pétrole dans le secteur industriel découlant de la baisse prévue du prix du mazout lourd par rapport à celui du gaz naturel. Dans les secteurs résidentiel et commercial, nous supposons que le pétrole sera remplacé par d'autres combustibles, et que les nouveaux marchés utiliseront surtout le gaz naturel et l'électricité. Le gaz naturel, qui représentait 30 % de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale en 1989, baissera à 26 % en 2010, principalement à cause de la diminution de la part de marché qu'il occupe dans le secteur industriel (se reporter à la figure 4-12). La demande de gaz naturel dans l'industrie ne connaîtra en Ontario qu'une faible hausse jusqu'en 2005, car le prix du gaz naturel augmentera jusqu'à dépasser de 10 % celui du mazout lourd. La croissance entre 2000 et 2005 sera très modeste, mais après 2005, la demande de gaz naturel dans l'industrie baissera régulièrement avec l'augmentation du prix du gaz naturel jusqu'à 20 % de plus que celui du mazout lourd en 2010.

4.3.5 Provinces des prairies

Selon nos prévisions, la demande au titre de l'utilisation finale dans la région des Prairies augmentera au rythme de 1,7 % par année entre 1989 et 2010. L'Alberta représente 71 % de l'utilisation d'énergie de la région, et commande donc toutes les tendances sur le plan régional. La demande croissante de charbon et de gaz naturel pour des projets d'exploitation des sables bitumineux à grande intensité énergétique n'entraînera qu'une faible diminution de l'intensité énergétique globale prévue.

En 1989, le pétrole utilisé à des fins autres que le transport ne représentait que 10 % de la demande au titre de l'utilisation finale. La part globale du pétrole était de 33 %. Cette part baissera jusqu'à 26 % en 2010, parce que l'utilisation du pétrole dans le secteur des transports demeurera stable. Nous prévoyons que la demande d'énergie par le secteur des transports s'accroîtra très peu, car le rendement énergétique du parc d'automobiles et de camions s'améliorera constamment (par suite du remplacement des véhicules plus anciens), et du fait que le parc lui-même s'accroîtra lentement (se reporter à la section 4.2.6 pour l'analyse du secteur des transports).

L'évolution des parts respectives des combustibles est influencée par les hypothèses sur l'utilisation du charbon dans les projets d'exploitation des sables bitumineux. La part du charbon passe de moins de 1 % en 1989 à presque 7 % en 2010; sa croissance annuelle moyenne est de 16 % au cours de la période des prévisions. Nous nous attendons à peu de changement dans la part de l'électricité; elle devrait se maintenir à près de 12 % de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale entre 1989 et 2010. La part du gaz naturel qui était de 33 % de la demande globale d'énergie dans la région des Prairies en 1989, passera à 45 % en 2010, surtout en raison des quantités croissantes de gaz naturel qui sont nécessaires pour exploiter les sables bitumineux (se reporter à la figure 4-13).

4.3.6 Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest

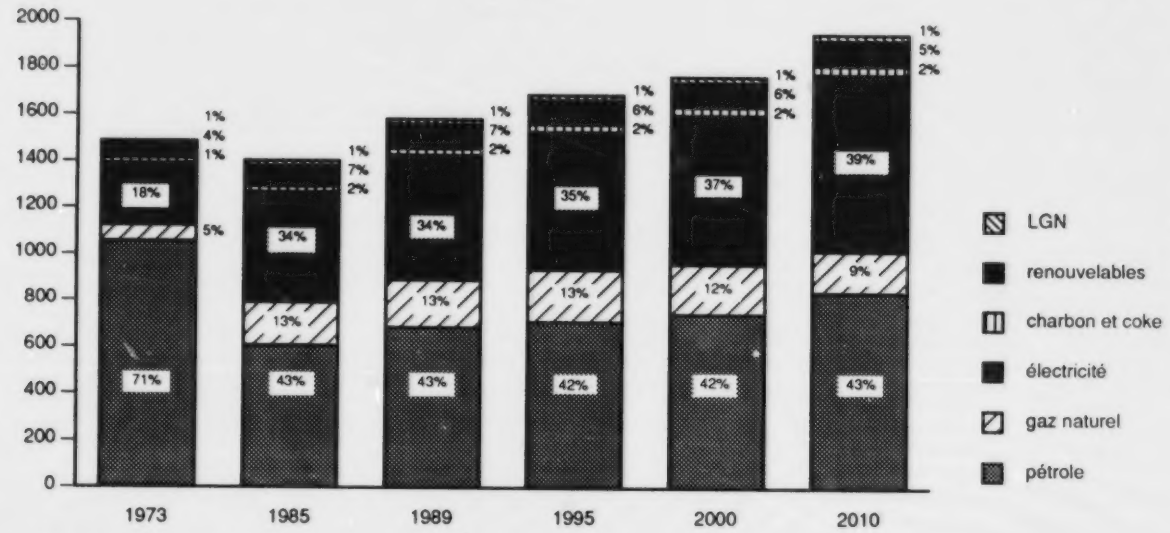
Selon nos projections, la demande d'énergie de la Colombie-Britannique au titre de l'utilisation finale devrait augmenter de 1,0 % par année entre 1989 et 2010. L'intensité énergétique diminuera d'un peu plus de 1 % par année.

Au cours de la période des projections, la part de l'électricité n'augmentera que légèrement, passant de 18 % en 1989 à près de 22 % en 2010, ce qui traduit en partie les effets de l'adoption par B.C Hydro de programmes de

Figure 4-11

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Québec

(pétajoules)

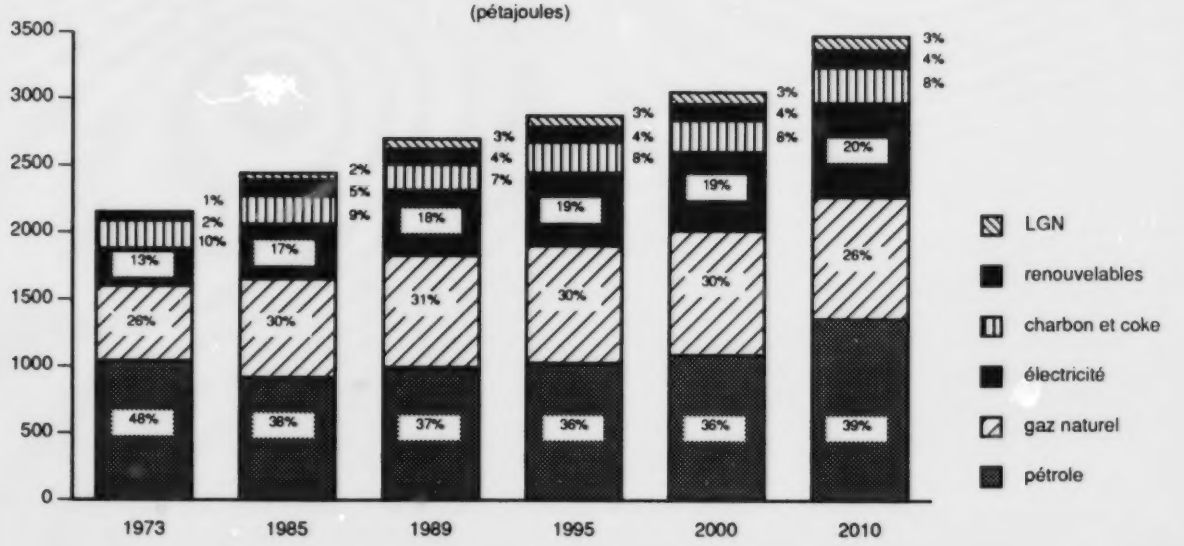


Source: tableau A4-5 en annexe.

Figure 4-12

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Ontario

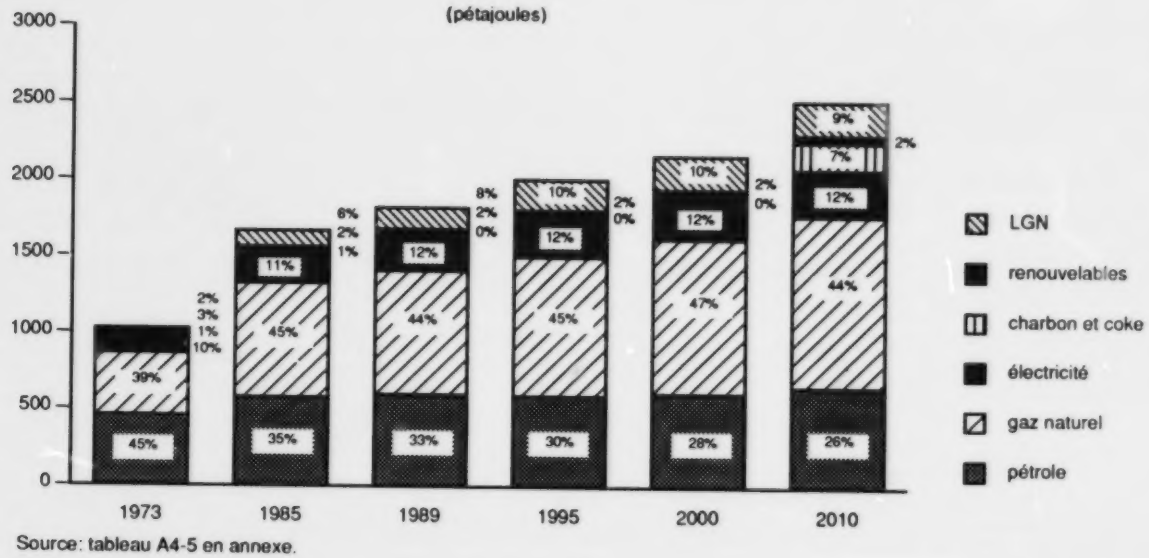
(pétajoules)



Source: tableau A4-5 en annexe.

Figure 4-13

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Prairies



Source: tableau A4-5 en annexe.

gestion de la demande, sans lesquels la part de l'électricité serait supérieure. Le pétrole utilisé à des fins autres que le transport ne représentait que 10,6 % de la demande provinciale en 1989 et devrait passer légèrement au-dessus de 11 % d'ici à 2010, à mesure que les prix du mazout lourd diminueront par rapport à ceux du gaz naturel. Le pétrole utilisé dans les transports passe de 26 % de l'utilisation globale d'énergie à près de 25 % en 2010, pour des raisons similaires à celles invoquées à propos de la région des Prairies.

La part des énergies renouvelables, et en premier lieu des déchets ligneux, qui était de 20 % de la demande provinciale d'énergie en 1989 passera à 18 % en 2010. Puisque le secteur des pâtes et papiers connaîtra dans l'avenir des constraintes liées aux ressources et que les déchets de bois seront remplacés par l'électricité, nous prévoyons une diminution du rôle des déchets ligneux dans la satisfaction des besoins énergétiques de la province (se reporter à la figure 4-14).

Le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest n'ont recours qu'au pétrole et à l'électricité pour satisfaire tous leurs besoins énergétiques. Certains petits projets utilisant l'énergie éolienne ont été réalisés, mais le gros des besoins énergétiques continue d'être satisfait grâce à des sources classiques. Nous ne prévoyons pas de changement dans les parts respectives des combustibles utilisés. Cependant, de petits projets d'exploitation des ressources renouvelables pourraient jouer à l'avenir un rôle plus important.

4.3.7 Canada

La demande d'énergie au titre de l'utilisation finale augmente de 1,2 % au Canada entre 1989 et 2010, et l'intensité énergétique diminue d'un peu plus de 1,2 % par année au cours de la même période.

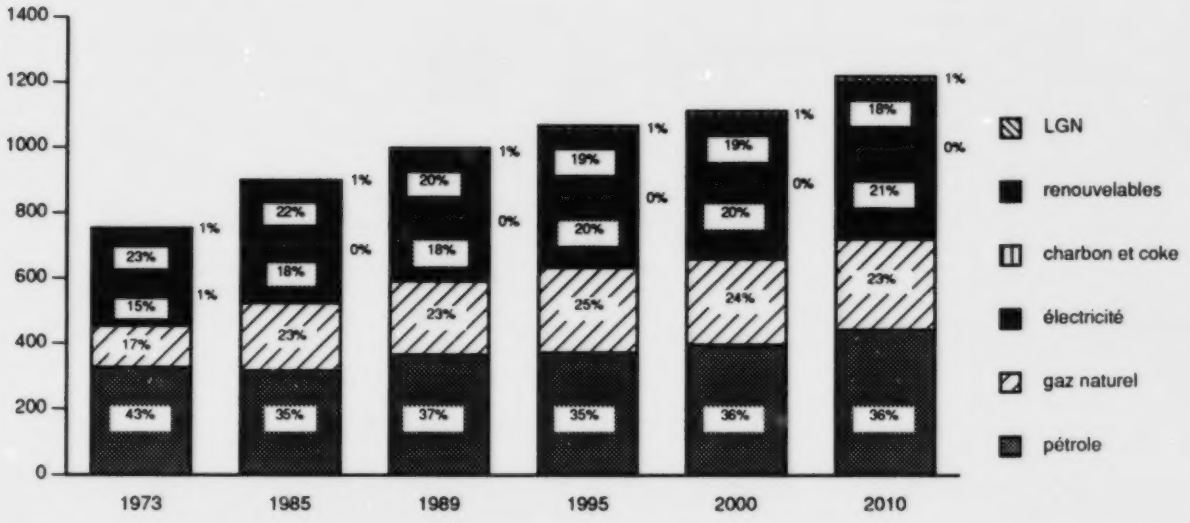
Comme le montrent le tableau 4-15 et la figure 4-15, nous prévoyons que les parts respectives des combustibles demeureront relativement stables pendant la période de projection. La part du pétrole diminue légèrement, ce qui traduit une croissance lente de la demande de pétrole aux fins du transport. L'impact de cette croissante lente de l'utilisation aux fins du transport est atténué par la substitution du mazout lourd au gaz naturel dans le secteur industriel. La part du charbon augmente au rythme des besoins énergétiques des projets d'exploitation du bitume. Nous en discutons plus en détail au chapitre 9.

Les parts respectives des combustibles sont le résultat de la demande d'énergie prévue au titre d'utilisations finales précises (compte tenu des améliorations prévues du rendement énergétique

Figure 4-14

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du N-O

(pétajoules)

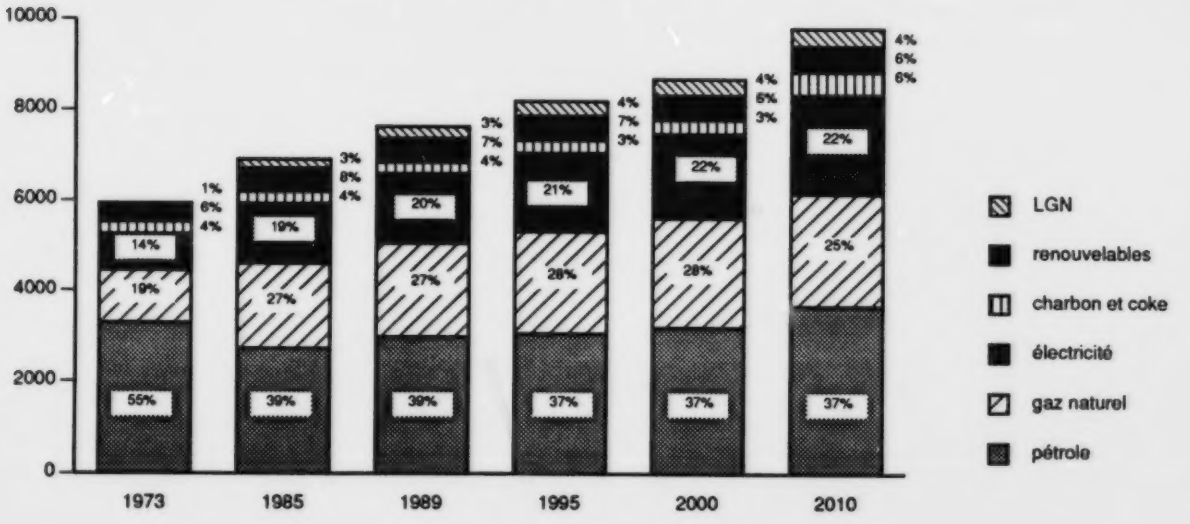


Source: tableau A4-5 en annexe.

Figure 4-15

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Canada

(pétajoules)



Source: tableau A4-5 en annexe.

Tableau 4-15

Demande d'énergie pour utilisation finale et parts de marché par combustible

	1989	2000	2010
		(pétajoules)	
niveaux			
électricité	1550	1869	2189
gaz naturel	2073	2413	2483
pétrole	2983	3197	3668
renouvelables [a]	533	558	581
charbon, coke, gaz de cokéfaction	237	292	496
LGN	251	347	373
total	**7627**	**8676**	**9791**
		(%)	
parts			
électricité	20	22	22
gaz naturel	27	28	25
pétrole	39	37	37
renouvelables [a]	7	6	6
charbon, coke, gaz de cokéfaction	4	3	6
LGN	3	4	4
total	**100**	**100**	**100**

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

[a] Comprend les déchets de bois et la liqueur noire, le bois, l'énergie solaire, la vapeur et les déchets municipaux.

dans ces utilisations finales) et des prix relatifs de l'énergie, qui influent dans bien des cas sur le choix du combustible utilisé. Il est bien clair que certaines utilisations finales ne nécessitent qu'un seul combustible ou encore qu'un éventail limité de combustibles; par exemple, l'éclairage et les charges des enfichables ne font appel qu'à l'électricité. Ainsi, les prix relatifs ont plus d'impact sur les parts respectives des combustibles dans certains secteurs et certaines utilisations que dans d'autres.

Dans les présentes projections, l'incertitude la plus grande concernant les parts respectives des combustibles a trait à l'utilisation du gaz naturel et du mazout lourd dans le secteur industriel. Comme l'utilisation du gaz à des fins industrielles (en excluant le combustible servent à la production du bitume) a représenté plus de 10 % de la demande totale au titre de l'utilisation finale en 1989, les changements qui surviennent dans les parts respectives des combustibles dans ce secteur peuvent se répercuter fortement sur la demande globale de gaz naturel. L'utilisation de gaz à des fins industrielles en Ontario et au Québec constituait 6 % de la demande totale canadienne au titre de l'utilisation finale en 1989. Selon nos projections, le prix du gaz naturel pour utilisation finale dans le secteur industriel augmentera par rapport à celui du mazout lourd dans ces deux provinces, pour excéder ce dernier de 20 % et de 30 % respectivement en l'an 2010. Nous avons donc prévu que les usagers du gaz dans le secteur industriel passerait du gaz naturel au mazout lourd, surtout pendant les dix dernières années de la période à l'étude. Un certain nombre d'incertitudes pourraient toutefois conduire à un résultat différent. Entre autres :

- beaucoup d'incertitude entoure nos projections relativement aux prix du pétrole et du gaz naturel;
- bien que nous ayons haussé le prix du mazout lourd pour tenir compte d'une teneur moins élevée en soufre, il est possible que des règlements plus stricts en matière d'environnement rendent ce combustible moins attrayant, malgré les différences de prix incluses dans nos projections;
- une demande accrue de mazout lourd nécessiterait également un plus grand réseau de distribution et l'importation de produits pétroliers, car les raffineries canadiennes ne seraient pas en mesure de satisfaire à la demande intérieure (voir section 7.4).

Tous ces facteurs pourraient entraîner une augmentation de la part du gaz naturel plus grande que ce que nous avons prévu.

L'encadré compare le scénario de référence en l'an 2005 aux scénarios élevé et bas du rapport de 1988. Par rapport au scénario élevé de 1988 :

- le scénario de référence prévoit une demande d'électricité plus faible, ce qui s'explique en grande partie par une croissance économique inférieure à celle du scénario élevé de 1988;
- la demande de gaz naturel est de 13 % moins élevée, en raison principalement d'un prix relatif supérieur dans le scéna-

Différences dans la demande de combustibles au titre de l'utilisation finale en 2005

(%)

	scénario de référence/ scénario élevé de 1988	scénario de référence/ scénario bas de 1988
électricité	-5	6
pétrole	2	5
gaz natural	-13	3
charbon, coke, gaz de cokéfaction	-38	-2
vapeur	-14	1
bois	-24	-27
déchets de bois	-11	-9
autres	22	29
total	**-7**	**2**

Tableau 4-16

Distribution de la demande primaire de pétrole par produit

(%)

	1989	2010
carburants d'aviation	6	6
essence pour moteur	33	29
mazout léger et kérosène	9	5
carburant diesel	20	20
mazout lourd	13	18
asphalte	4	5
autres produits	15	17
Total	**100**	**100**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Source: tableau A10-1 en annexe

rio de référence et de la perte de la charge industrielle;

- la demande de pétrole est légèrement plus grande, l'impact d'une demande accrue de mazout lourd dans le secteur industriel faisant à peu près contrepoids à celui des besoins légèrement inférieurs au titre du transport;

- l'écart important qu'on constate dans la demande de charbon (38 %) est lié à une plus grande utilisation du charbon pour la production du bitume qui avait été prévue dans le scénario élevé de 1988;

- la moins grande utilisation du bois s'explique par l'hypothèse que nous avons envisagée dans notre scénario de référence et selon laquelle il y aura peu de changement dans le *niveau* actuel d'utilisation du bois aux fins du chauffage des maisons, comparativement à l'hypothèse d'une part assez stable qui avait été posée dans le scénario élevé. La consommation moins élevée de déchets de bois est le résultat d'une croissance du secteur des pâtes et papiers plus lente que celle prévue dans le rapport de 1988, du recours accru à la TTMP et à la TCTMP et du recyclage.

- la différence dans les autres catégories de combustibles s'explique en grande partie par le tableau plus précis de la demande de LGN à des fins pétrochimiques que nous avons dressé dans les prévisions actuelles.

Les différences avec le scénario bas sont moins prononcées puisque les perspectives de croissance économique sont semblables. L'utilisation du charbon pour la production de bitume est semblable et en conséquence il n'y a pas autant d'écart entre le scénario de référence et le scénario bas qu'il n'y en a avec le scénario élevé. Les différences au sujet du bois et des résidus de bois sont dues aux mêmes facteurs qui ont été discutés précédemment.

4.4 Demande d'énergie primaire

4.4.1 Demande primaire de pétrole

La demande primaire de pétrole comprend les quantités de produits raffinés destinées à satisfaire les besoins pour utilisation finale, l'usage propre et les conversions. Les besoins au titre de l'utilisation finale, c'est-à-dire ceux représentés par l'utilisation de produits pétroliers à des fins non énergétiques ainsi que par l'ensemble des secteurs résidentiel, commercial, industriel et des transports, constituent la principale composante de la demande primaire de pétrole. Les quantités de produits pétroliers utilisées par les sociétés fournissant l'énergie ainsi que les quanti-

Tableau 4-17

Demande primaire de pétrole par utilisation
(pétajoules)

	1989	2010
demande par secteur		
résidentiel	285	206
commercial	109	104
industriel	327	723
pétrochimique	120	173
transport	1917	2118
autres utilisations non énergétiques	224	344
utilisation finale globale	**2982**	**3668**
usage propre et conversions		
industrie fournissant l'énergie [a]	237	290
production d'électricité	176	135
production de vapeur	2	2
butanes utilisés par les raffineries	-58	-58
GPL de raffineries	59	76
total de l'usage propre et des conversions	**416**	**445**
demande primaire globale	**3398**	**4113**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Comprend l'usage propre de GPL par les raffineries.

Source: tableau A10-1 en annexe.

Définitions de la demande primaire de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel

Demande primaire de pétrole

- tous les produits pétroliers raffinés (pour utilisation finale)
- pentanes plus
- propane et butanes provenant des raffineries

Demande primaire de gaz naturel

- gaz naturel pour utilisation finale
- combustible utilisé pour: la production de vapeur et d'électricité; le transport et la distribution; les usines de retraitement
- exclue les pertes en cours de retraitement (éthane)

Demande primaire de liquides de gaz naturel

- propane et butanes provenant des usines de traitement du gaz
- pertes en cours de retraitement (éthane)

tés destinées à la production d'électricité et de vapeur représentent le reste de la demande primaire de pétrole. Globalement, de 1989 à 2010, la demande primaire de pétrole augmente de 0,9 % par année (voir le tableau 4-17). Pendant toute la période des projections, c'est le secteur des transports qui consomme le plus de pétrole même si en 2010, il rend compte de 51 % de la demande primaire de pétrole comparativement à 56 % en 1989. Entre 1989 et 2010 :

- les parts de mazout léger et du kérosène déclinent nettement;
- la part du carburant diesel augmente, mais celle de l'essence pour moteur diminue;
- la part du mazout lourd augmente (voir le tableau 4-16).

La baisse de la part de marché du mazout léger et du kérosène est attribuable au fait que les secteurs résidentiel et commercial délaissent ces deux combustibles au profit du gaz naturel et de l'électricité. Cette situation se reflète d'ailleurs au tableau 4-17 par une décroissance de la demande de pétrole dans ces deux secteurs. Au cours de la période d'étude, les besoins en mazout léger et en kérosène de ces deux secteurs combinés diminuent au taux annuel de 1 %.

La part de l'essence pour moteur dans la demande primaire de pétrole passe de 33 % en 1989 à 29 % en 2010 et ce, en raison de la croissance lente du nombre de véhicules à essence et de l'amélioration continue du rendement des véhicules. La part du carburant diesel dans la demande primaire de pétrole est stable (voir la section 4.2.6).

Nous prévoyons une nette amélioration de la position concurrentielle du mazout lourd par rapport à celle du gaz naturel dans le secteur industriel car les prix du gaz naturel augmentent plus rapidement que ceux du mazout lourd. Dans le secteur industriel, les besoins en mazout lourd croissent donc à un rythme annuel de 5,2 % entre 1989 et 2010, croissance grandement supérieure à celle de la demande primaire totale de pétrole. L'essentiel de cette croissance se produit après 1995. Entre 1989 et 1995, la demande industrielle de mazout lourd augmente de 1,8 % par année, mais de 1995 à 2000, elle croît à un rythme annuel de 3,5 %. Àmesure que l'écart entre le prix du gaz naturel et celui du mazout lourd du secteur industriel s'élargit, la demande de mazout lourd croît plus rapidement. De l'an 2000 à 2010, la demande de mazout lourd industriel augmente en moyenne de 7,6 % par année. La part du mazout lourd dans la demande primaire totale de pétrole passe donc de 13 % en 1989 à 18 % en 2010.

Tableau 4-18

Demande primaire de gaz naturel

(pétajoules)

	1989	2010
utilisation finale	2073	2483
production d'électricité [a]	140	122
combustible et pertes des gazoducs	180	226
combustible de retraitement	14	32
demande primaire [b]	**2407**	**2863**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Comprend le gaz naturel servant à la production de vapeur.
[b] La demande primaire de gaz naturel exclut les pertes dues au retraitement.

Source: tableau A10-1 en annexe.

4.4.2 Demande primaire de gaz naturel

Comme pour le pétrole, les quantités de gaz naturel destinées à l'utilisation finale constituent l'essentiel de la demande primaire de cette ressource (tableau 4-18). La demande primaire comprend aussi les quantités nécessaires à la production de vapeur et d'électricité et à l'exploitation des gazoducs ainsi que le gaz utilisé dans les usines de retraitement.[1]

Pendant la période des projections, la demande primaire de gaz naturel croît à un rythme annuel moyen de 0,8 %. Ce taux de croissance se compare à celui des besoins pour utilisation finale.

Le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité ne répond qu'aux besoins intérieurs; il est surtout utilisé dans le secteur industriel plutôt que par les services publics d'électricité. L'ampleur des besoins en gaz pour la production d'électricité dépend de la demande d'électricité pour utilisation finale, du mode de production de cette électricité et de la mesure dans laquelle interviennent les producteurs indépendants d'électricité. En 1989, l'Alberta, avec une consommation dépassant 70 pétajoules, était la province où l'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité était la plus grande. A l'échelle nationale, les besoins à ce titre totalisaient 136 pétajoules. Pendant la période de prévision, l'Alberta demeure la principale utilisatrice de gaz naturel dans ce domaine : nous prévoyons qu'en 2010, elle consommera 66 pétajoules.

L'utilisation et les pertes dans l'exploitation des gazoducs sont liées au transport du gaz naturel destiné à l'exportation ainsi qu'au transport et à la distribution du gaz visant à satisfaire les besoins intérieurs.

La quantité de gaz requise pour assurer le transport des exportations reflète nos prévisions en matière d'exportation de gaz naturel. En 1989, les besoins à ce titre se chiffraient à 34 pétajoules; ils sont estimés à 68 pétajoules pour 2010.

---

1 Aux fins de l'analyse présentée dans ce chapitre, le gaz naturel consommé dans le procédé de retraitement est exclu de la demande primaire de gaz et compris dans la demande primaire de liquides de gaz naturel qui est étudiée à la section 4.4.3. La situation inverse s'applique cependant aux chapitres 6 et 10 où l'on analyse le bilan de l'offre et de la demande d'énergie.

Les besoins pour le transport vers les marchés intérieurs passent de 95 pétajoules en 1989 à 102 pétajoules en 2010. La consommation du gaz aux fins de sa distribution aux utilisateurs ultimes représente des quantités moins importantes que pour le transport. De 51 pétajoules en 1989, les besoins en 2010 augmentent à 57 pétajoules.

4.4.3 Demande primaire de liquides de gaz naturel

Le tableau 4-19 présente la demande primaire de liquides de gaz naturel (LGN) en fonction des diverses utilisations. Pour les besoins de l'analyse de la demande primaire, les LGN comprennent seulement le propane, les butanes et l'éthane.[1] Le propane et les butanes proviennent des usines de traitement du gaz naturel et des raffineries; l'éthane, quant à lui, est un sous-produit du gaz naturel. Le propane et les butanes produits par des raffineries sont exclus de la demande primaire de liquides de gaz naturel car ils sont considérés comme des éléments de la demande primaire de pétrole.

Comme dans le cas du pétrole et du gaz naturel, la demande primaire de LGN est essentiellement constituée des besoins pour utilisation finale. L'éthane, qui est employé comme charge d'alimentation pétrochimique, représente environ 50 % de l'utilisation finale globale de LGN. De 1989 à 2010, la demande d'éthane s'accroît à un rythme de 2 % par année. Le propane et les butanes pour utilisation à des fins non énergétiques, ainsi que le propane utilisé dans le secteur des transports, contribuent aussi à la croissance de la demande de LGN pour utilisation finale. De 1989 à 2010, la demande de LGN pour utilisation finale augmente à un taux annuel de 2 % même si la croissance annuelle des besoins dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel n'est que de 0,6 %.

La demande primaire d'éthane et de LGN des usines de gaz s'établissait à 252 pétajoules en 1989. Nous prévoyons qu'en 2010[2], la consommation de LGN augmentera à 358 pétajoules.

4.4.4 Demande primaire de charbon

Outre la demande au titre de l'utilisation finale, la demande primaire de charbon comprend les besoins pour la production de vapeur et d'électricité, l'usage propre de l'industrie et la conversion en coke de cette source d'énergie (tableau 4-20).

Contrairement aux autres combustibles, l'essentiel de la demande primaire n'est pas constitué de la demande pour utilisation finale, mais plutôt des quantités destinées à la production d'électricité, notamment en Alberta, en Ontario, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse (voir le chapitre 5). Le charbon utilisé pour la conversion en coke vient en deuxième place.

Tableau 4-19

Demande primaire de liquides du gaz naturel [a]

(pétajoules)

	1989	2010
demande - utilisation finale	**251**	**373**
propane et butanes	130	189
éthane	121	184
usage propre et conversions	**64**	**67**
industrie fournissant l'énergie	6	9
butanes utilisés par les raffineries	58	58
total partiel	**315**	**440**
moins GPL des raffineries [b]	63	82
demande primaire d'éthane et LGN des usines de gaz naturel	252	358

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprend pas les pentanes plus, qui sont compris avec le pétrole brut.
[b] On suppose que la demande d'énergie pour utilisation finale sera satisfaite par les raffineries.

Source: tableau A10-1 en annexe.

---

1 Les pentanes plus sont comptabilisés avec le pétrole brut et sont donc exclus de ce chapitre.

2 L'éthane est traité ici comme une composante de la demande primaire de LGN. Toutefois, à l'analyse du bilan de l'offre et de la demande d'énergie du chapitre 10, les besoins primaires d'éthane seront, à l'inverse, inclus comme composante de la demande primaire de gaz naturel.

Tableau 4-20

Demande primaire de charbon

(pétajoules)

	1989	2010
demande - utilisation finale [a]	55	240
production d'électricité [b]	966	1252
production de vapeur	1	0
autres conversions et usage propre	4	6
conversions du charbon en coke	172	242
demande primaire	**1198**	**1740**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprend pas le coke et le gaz de cokéfaction.
[b] Le combustible servant à la production d'électricité pour exportation est inclus.

Source: tableau A10-1 en annexe.

On utilise le coke surtout dans l'industrie du fer et de l'acier.

De 1989 à 2010, la demande primaire de charbon augmente à un taux annuel moyen de 1,8 %. Cette croissance est attribuable à l'accroissement des besoins pour la production d'électricité et à l'utilisation du charbon pour la production de bitume en Alberta. Dans le scénario de référence, nous présumons que le charbon sera utilisé à cette dernière fin à compter de 2001 (voir le chapitre 9).

4.5 Observations finales

Dans le scénario de référence, la demande pour utilisation ultime croît à un taux annuel moyen de 1,2 % de 1989 à 2010, ce qui correspond au taux de croissance de la demande d'énergie primaire prévu pour cette période. Comme nous prévoyons une croissance économique d'un peu moins de 2,5 % par année, cela suppose une diminution annuelle de l'intensité énergétique d'environ 1,2 %.

Divers facteurs (tels que le revenu, la production et le parc d'équipement consommant de l'énergie), conjugués à l'amélioration du rendement énergétique, déterminent la croissance de la demande énergétique sectorielle. Comme le nombre de ménages augmente en moyenne de 1,4 % seulement par année pendant cette période, la demande énergétique globale du secteur résidentiel ne s'accroît qu'à raison de 0,5 % par année. Dans le secteur commercial, le PIB réel enregistre une hausse moyenne de 2,0 % par année de 1989 à 2010, et la demande énergétique augmente d'environ 1 %. La production industrielle s'accroît en moyenne de 2,6 % et la demande énergétique de ce secteur augmente de près de 2 % en moyenne par année. Le parc automobile affiche une hausse annuelle de 1,5 % et le parc de camions, une hausse plus importante (2 %); le nombre de camions diesel augmente plus rapidement que celui des camions à essence. La demande énergétique du secteur des transports s'accroît seulement de 0,5 % par année, et c'est le carburant diesel qui gagne le plus en popularité. La demande d'essence est presque stable. La baisse de l'intensité énergétique est comparable dans tous les secteurs :

- la consommation d'énergie par ménage baisse de 0,9 % par année;
- l'intensité énergétique décroît de 1 % par année dans le secteur commercial et de 0,7 % dans le secteur industriel;
- le rendement énergétique du parc d'automobiles s'accroît de 1,2 % par année pendant la période de projection tandis que celui du parc de camions augmente de 1,1 %.

Notre analyse porte surtout sur l'évolution à long terme de la demande énergétique. Nous nous penchons sur l'incidence de la croissance économique et des facteurs qui sont d'ordre structurel et qui influent sur la demande en modifiant la nature du matériel consommant de l'énergie. Au cours d'une année, la demande énergétique peut fluctuer en fonction du temps et des cycles de courte durée dans les affaires. Nous ne cherchons pas à saisir l'influence de ces facteurs dans notre projection.

Au début de ce chapitre, nous avons indiqué que toute projection à long terme comporte de grandes incertitudes et que le scénario de référence n'est qu'une des projec-

tions susceptibles de se réaliser au cours des 20 prochaines années. Personne ne peut prévoir avec certitude la croissance de l'économie, l'évolution des prix de l'énergie et du rendement énergétique. (On peut affirmer que ces facteurs sont interreliés. Par exemple, les prix de l'énergie peuvent influer sur la croissance économique et vice versa, et ces deux facteurs peuvent avoir une incidence sur le taux d'amélioration du rendement énergétique. En outre, le rendement énergétique pourrait s'améliorer pour d'autres raisons liées à des changements technologiques ou d'autres facteurs pas précisément reliés à des considérations d'ordre énergétique.)

Si l'intensité énergétique se maintient au niveau enregistré en 1989, la demande énergétique globale pour utilisation finale excéderait 12 000 pétajoules en 2010, soit 24 % de plus que la demande prévue dans le scénario de référence. À l'échelle sectorielle, si la consommation d'énergie par ménage se maintenait au niveau de 1989, la demande énergétique du secteur **résidentiel** serait supérieure d'environ 20 % (ou 350 pétajoules) à celle prévue dans le scénario de référence. Si, par ailleurs, nous ne devions prévoir aucun changement dans l'intensité énergétique par rapport aux niveaux de 1989 dans les secteurs **commercial** et **industriel**, la demande énergétique augmenterait respectivement de quelque 23 % (252 pétajoules) et 17 % (659 pétajoules) d'ici 2010. Dans le secteur des transports, si la consommation d'énergie par voiture et par camion demeurait constante, nous estimons que le secteur routier consommerait, en 2010, quelque 530 pétajoules de plus que dans le scénario de référence, ce qui représenterait une hausse de 24 % de la demande énergétique à des fins de **transport**.

Ces niveaux ne sont qu'une estimation de la limite supérieure de la demande énergétique par suite des changements d'efficacité car ils ne tiennent pas compte du fait que les nouveaux biens d'équipement sont plus efficaces que les biens dans le parc existant en moyenne. À mesure que ces derniers biens d'équipement seront remplacés et que la demande des nouveaux ménages ou des nouvelles entreprises augmentera, on constatera une utilisation plus efficace de l'énergie et ce, même s'il n'y a pas d'autres améliorations, sur le plan du rendement énergétique, des nouveaux biens d'équipement maintenant sur le marché.

Pour établir une fourchette réaliste de taux de croissance de la demande énergétique, il faut utiliser une fourchette d'hypotèses pour les variables déterminantes. Il existe diverses combinaisons possibles de la croissance économique, des prix de l'énergie et de l'amélioration du rendement énergétique. Quelques combinaisons, telles qu'une forte croissance économique et des prix de l'énergie élevés, pourraient avoir des effets qui se contrebalancent sur la demande énergétique. En général, la demande énergétique est plus grande lorsque la croissance économique est plus forte bien que des prix de l'énergie élevés pourraient donner lieu à des mesures d'économie d'énergie et d'amélioration du rendement énergétique. La limite supérieure de la fourchette de la demande énergétique peut correspondre à une forte croissance économique (notamment si cette croissance provient de secteurs à caractère énergivore) accompagnée de prix de l'énergie bas et d'une amélioration lente du rendement énergétique tandis que la limite inférieure de la fourchette correspondrait à une faible croissance économique (notamment si la croissance des secteurs énergivores est plus faible que la croissance globale), à des prix de l'énergie élevés et à des gains d'efficacité plus marqués.

Pour déterminer l'écart possible par rapport à notre scénario de référence, nous évaluons l'impact de divers taux de croissance économique par rapport à celui de notre scénario. À cette fin, nous présumons d'une part, que les prix de l'énergie seront bas et que le taux de croissance économique sera plus élevé et d'autre part, que les prix de l'énergie seront plus élevés mais la croissance économique plus faible.

En ce qui a trait à la croissance économique, nous jugeons raisonnable une fourchette de taux annuels de 2 % à 3 %. Cependant, nous reconnaissons qu'un taux de croissance de 2 % par année pourrait donner lieu à un taux de chômage élevé et à une très faible croissance du revenu disponible. Il est donc beaucoup plus probable que le taux de croissance réel soit supérieur, plutôt qu'inférieur, à celui de notre scénario de référence.

La composition de la production peut aussi influer sur la demande énergétique car les industries de biens sont beaucoup plus énergivores que les industries de services. Notre hypothèse selon laquelle la part du secteur industriel dans la production globale augmentera pendant la période de projection va à l'encontre des perspectives retenues par de nombreux analystes. Dans le scénario de référence, la part du secteur industriel dans le PIB réel passe de 33 % en 1989 à 36 % en 2010. Si les parts des secteurs industriel et commercial dans la production globale se maintenaient à leurs niveaux de 1989, la demande globale pour utilisation finale diminuerait de 2 % (ou d'en-

viron 200 pétajoules)[1] d'ici 2010, selon nos estimations.

La figure 4-16 présente notre estimation du degré d'incertitude entourant notre scénario de référence. Nous avons été guidés par notre jugement pour en déterminer «l'amplitude» possible, en estimant grosso modo la demande énergétique associée à des combinaisons plausibles de croissance économique faible (élevée), de prix de l'énergie élevés (bas) et de taux élevés (bas) d'amélioration du rendement énergétique. Àcourt terme, l'amplitude est moins grande (moins de 5 % dans l'une ou l'autre direction) qu'à long terme, car la demande énergétique dépend beaucoup du parc d'équipement énergivore en place et ses caractéristiques ne changent pas rapidement. Ces biens d'équipement durent de quelques années à quelques décennies, et il serait invraisemblable que l'on procède à d'importants remplacements avant la fin de leur vie utile. L'amplitude s'accroît avec le temps et, vers 2010, on observe un écart de + 15 % et de - 10 % par rapport au scénario de référence. Cela traduit l'intervalle croissant des perspectives d'activité économique et de prix dans le temps ainsi que l'effet cumulé des changements dans le parc d'équipement et le comportement des consommateurs (c'est-à-dire, les économies d'énergie et gains d'efficacité).

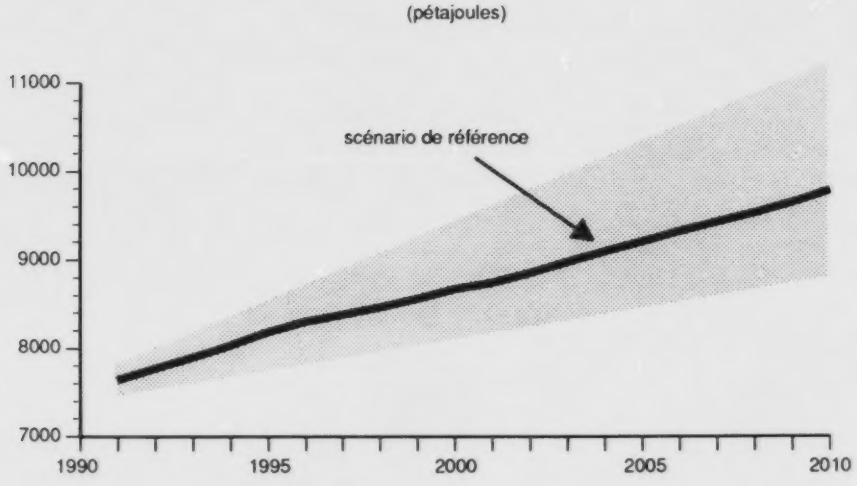
Dans l'ensemble, il est plus probable, selon nous, que le taux de croissance de la demande énergétique soit supérieur, plutôt qu'inférieur, au taux que nous avons prévu pour les 20 prochaines années, compte tenu des gains en matière de d'efficacité et d'économie d'énergie que nous avons intégrés dans nos estimations. Cependant, d'importants changements structurels reflétant les préoccupations à l'égard de l'environnement, à l'échelle mondiale, pourraient entraîner des gains supérieurs à ceux que nous avons postulés (voir la section 11.7.1).

L'amplitude possible de la demande énergétique indiquée dans le présent rapport est plus grande que l'écart entre les deux scénarios du rapport de 1988. En effet, dans le rapport de 1988, nos deux scénarios comportaient des hypothèses dont les effets se contrebalançaient car nous combinions une forte croissance économique avec des prix du pétrole élevés, et une faible croissance avec des prix bas. Dans le rapport de 1988, l'écart séparant la demande pour utilisation finale dans le scénario de prix bas du pétrole et celle prévue dans le scénario de prix élevé du pétrole était de 10 %, en 2005, tandis que dans le présent rapport, l'amplitude est de 25 % en 2010.

1 Ce calcul simple utilise les mêmes intensités énergétiques sectorielles pour 2010 que celles prévues dans notre scénario de référence, ce qui suppose la même importance relative des industries énergivores dans le secteur industriel; il ne prévoit aucun changement, par rapport au scénario de référence, dans la demande énergétique des secteurs autres que l'industriel et le commercial et il suppose que le niveau de production globale, dans le scénario de référence en 2010, pourrait être atteint avec la distribution de la production industrielle et commerciale de 1989.

Figure 4-16

Demande énergétique pour utilisation finale
Écart possible des prévisions



Chapitre 5

Électricité

Dans ce chapitre, nous présentons les principales caractéristiques de l'industrie canadienne de l'électricité et nos projections du commerce de l'électricité, ainsi que les changements qui devront être apportés à la production d'électricité afin de répondre à la demande prévue, compte tenu de l'évolution rapide et incertaine de la technologie, des affaires et de la réglementation, notamment dans les domaines du commerce interprovincial, des exportations et de la production d'électricité par des sociétés autres que les services publics.

Nous décrivons d'abord les principales conséquences de nos projections de la demande d'électricité (section 5.1). Nous évaluons ensuite les perspectives en matière de ventes interprovinciales et d'exportations aux États-Unis. Cela nous amène à discuter de la nécessité des projets d'additions à la capacité de production dans chaque province, ainsi que du calendrier des grands projets, tout en tenant compte de la gestion de la demande et de l'apport des sociétés productrices autres que les services publics. Nous analysons ensuite les perspectives en matière d'exportations et de commerce interprovincial interruptibles. Enfin, nous présentons nos projections de la production totale d'électricité et des besoins en combustibles fossiles et en ressources hydro-électriques et nucléaires.

Pour calculer la demande totale d'électricité dans chaque province, nous avons converti en gigawattheures les projections de la demande pour utilisation finale du chapitre 4, exprimées en pétajoules. Une partie de cette demande est fournie par des petits services publics, des producteurs industriels et des producteurs indépendants. Nous calculons ensuite la demande totale desservie par les compagnies productrices en y incluant une estimation de la consommation propre et des pertes des services publics d'électricité ainsi que les volumes escomptés de ventes interprovinciales et d'exportations garanties. Nous utilisons cette demande totale d'électricité, ainsi que les renseignements sur les plans de développement des services publics d'électricité, pour établir le scénario de l'offre pour chaque province. Nous simulons la planification et l'exploitation annuelle des grands services publics provinciaux afin de prévoir les besoins en combustibles et le calendrier des additions à la capacité de production en tenant compte de la réserve requise, de façon que la demande de pointe totale et les besoins en énergie, y compris les engagements interprovinciaux garantis et les exportations potentielles fermes prévues, soient assurés chaque année.

Il peut y avoir capacité de production excédentaire lorsque les charges prévues ne se concrétisent pas ou lorsque sont profitables, à long terme, des additions à la capacité plus importantes que ne le justifient à court terme les hausses de la demande. La capacité de production excédentaire se définit comme la différence entre la capacité moyenne annuelle totale prévue et les besoins totaux d'énergie garantie. Ces excédents sont proposés aux services publics canadiens voisins et aux services publics interconnectés aux États-Unis. Ce sont les ventes de ce genre, surtout selon une formule interruptible, qui ont constitué par le passé l'essentiel des transactions interprovinciales et internationales. Conformément aux pratiques qui ont pour objet de maximiser les profits de l'exploitation de réseaux interconnectés, nous avons supposé que les ventes des excédents d'énergie donneraient lieu à des transactions entre les marchés ayant les coûts marginaux les plus faibles et ceux ayant les coûts marginaux les plus élevés.

Les services publics fournissent l'électricité à la plupart des Canadiens. Leur mandat est d'assurer des quantités suffisantes d'électricité à leurs clients du service garanti, et ce, de façon fiable et au coût le plus bas possible. Les services publics ont donc coutume de prévoir les besoins de leurs clients sur des périodes allant de 15 à 20 ans, car la planification et la réalisation des grands projets exigent beaucoup de temps. Cela permet de rationaliser la planification et la construction de nouvelles centrales et installations de transport, et l'acquisition des combustibles et autres ressources nécessaires pour répondre à la demande attendue. En raison du coût élevé de nouvelles installations et des contraintes environnementales auxquelles sont assujettis le choix de l'emplacement, la construction

et l'exploitation des nouvelles centrales et lignes de transport, les services publics s'orientent de plus en plus vers la gestion de la demande, (c'est-à-dire la réduction de la demande et le report de la consommation des heures de pointe aux heures creuses), plutôt que répondre à la demande uniquement en construisant de nouvelles installations. La présente étude tient compte des discussions que nous avons eues avec les services publics au sujet de leurs plans de gestion de la demande et des ajouts prévus à la capacité.

Des industries privées, des institutions et certains particuliers produisent également de l'électricité pour leurs propres besoins et quelques uns vendent leurs surplus au réseau public. Nous prévoyons que, dans certaines provinces, ces producteurs joueront un rôle accru sur le marché de l'électricité. En règle générale, les services publics sont de plus en plus disposés à acheter de l'électricité produite par des producteurs indépendants, à des prix qui reflètent les coûts de production évités et à des conditions compatibles au bon fonctionnement des réseaux. Certaines provinces ont fait appel au secteur privé afin que celui-ci fournisse de l'électricité, en sus des additions à la capacité des services publics, ou établiront bientôt le cadre institutionnel voulu à cette fin. La Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario, le Québec, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ont déterminé les possibilités offertes par les producteurs indépendants. En règle générale, nous avons formulé des hypothèses fondées sur ces politiques, lorsque nous disposions des renseignements nécessaires; pour les autres provinces, nous n'avons fait aucune hypothèse précise à ce sujet. Le lecteur trouvera plus de détails à la section 5.3.

Il existe toutes sortes de transactions différentes, mais nous avons, pour des raisons de simplicité, réparti les transactions en deux grandes catégories : les ventes garanties et les ventes interruptibles, selon que la fourniture est garantie ou non. Nous avons également fait une autre distinction, à savoir : d'une part, les ventes pour lesquelles une capacité de production (puissance) est réservée à l'acheteur, et d'autre part, les ventes d'énergie (c.-à-d. sans capacité garantie).

Les services publics des États-Unis cherchent de nouvelles sources d'approvisionnement susceptibles de répondre en partie à leur demande prévue d'électricité garantie pour la fin des années 1990. Plusieurs provinces sont disposées à devancer la date de mise en service de quelques nouvelles centrales pour fournir au moins une partie de cette nouvelle capacité de production nécessaire. Comme exemples probants de cette tendance, mentionnons l'exportation d'électricité garantie, à long terme, par le Manitoba au Minnesota et par le Québec aux États de New York et du Vermont. Afin d'établir des projections réalistes quant aux ventes à l'exportation, nous avons inclus des estimations fondées sur des transactions éventuelles, dont certaines n'ont pas encore été confirmées, et pour lesquelles l'ONÉ n'a pas accordé de licence d'exportation. Il est essentiel de tenir compte de ces estimations si nous voulons formuler des projections plausibles, car la plupart des licences d'exportation existantes expirent au cours de la période d'étude. Toutefois, cette hypothèse ne préjuge en rien les décisions de l'ONÉ au sujet de demandes particulières. La section 5.2 présente en détail ces hypothèses.

Depuis de nombreuses années, des transactions interprovinciales ont eu lieu afin de prendre avantage de l'interconnexion des réseaux : par exemple, mise en commun de la réserve, fiabilité accrue et échanges d'économie. Nous prévoyons notamment que le commerce interprovincial se continuera entre Terre-Neuve et le Québec, entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard, et entre l'Alberta et la Colombie-Britannique.

5.1 Demande d'électricité au Canada

L'industrie canadienne de l'électricité a connu une croissance rapide, passant des petites centrales hydrauliques qui desservaient des localités isolées au début du XX^{e} siècle aux vastes réseaux interconnectés d'aujourd'hui, dont la puissance installée dépasse 95 000 mégawatts[1] fournis par divers types de centrales.

Après plusieurs décennies de croissance à un taux annuel d'environ 7 %, le taux de croissance de la demande d'électricité a diminué de façon constante à partir du milieu des années 1970 jusqu'à très récemment, à la suite du ralentissement de la croissance économique et de l'adoption de mesures de conservation de l'énergie et d'amélioration du rendement énergétique qui ont accompagné les chocs pétroliers des années 1970. À la fin des années 1970, les taux de crois-

1 Dans l'industrie de l'électricité, les unités utilisées pour désigner l'énergie et la puissance (c'est-à-dire la capacité de production de l'électricité) sont des multiples du kilowattheure (KW.h) et du kilowatt (KW), respectivement. Les multiples utilisés dans ce rapport sont le gigawattheure (GW.h), le térawattheure (TW.h), le mégawatt (MW) et le gigawatt (GW). (Voir le tableau A1-1 en annexe.)

sance annuelle de la demande d'électricité s'établissaient en moyenne à près de 3 %. De 1982 à 1989, la demande a connu une forte reprise après la récession de 1982. Durant cette période, la croissance annuelle de la demande s'établissait en moyenne à 4,6 %. En 1989, la demande d'électricité au Canada avait augmenté de 2,3 % par rapport à 1988; dans certaines régions ce taux de croissance a été dépassé au cours des dernières années. En Ontario, par exemple, la demande d'énergie a augmenté de 4,2 % en 1989 par rapport à 1988.

Le tableau 5-1 présente nos prévisions de la demande d'électricité exprimée en térawattheures (voir le chapitre 4).

Le tableau 5-1 comprend aussi nos prévisions de la demande de pointe annuelle (c'est-à-dire le plus haut niveau de la demande dans l'année), par province et par région. Nous les avons établies à partir des perspectives de la demande d'énergie du chapitre 4 en calculant les facteurs de charge (rapport entre la charge moyenne et la charge de pointe) des services publics en fonction de données historiques et de ce que nous attendions de la gestion de la pointe par ces services. À l'heure actuelle, la plupart de ces facteurs de charge se situent dans une fourchette de 60 à 75 %. Nous présumons que dans la plupart des provinces, les efforts déployés pour reporter la consommation de pointe aux heures creuses (gestion de la pointe) entraîneront une augmentation graduelle des facteurs de charge pouvant atteindre trois points de pourcentage au cours de la période d'étude.

Les projections au tableau 5-1 tiennent également compte des effets d'une gestion accrue de la demande par les services publics

Tableau 5-1

Demande intérieure d'électricité par province [a]

Demande d'énergie électrique

	demande d'énergie (gigawattheures)[c]		taux de croissance (% par année)
	1989	**2010**	**1989 à 2010**
	(1)	**(2)**	**(3)**
Terre-Neuve	10676	15806	1,9
Ile-du-Prince-Edouard	728	1126	2,1
Nouvelle-Ecosse	9050	12257	1,5
Nouveau-Brunswick	13566	18732	1,6
Québec	163524	226392	1,6
Ontario	147492	202822	1,5
Manitoba	17638	21699	1,0
Saskatchewan	13625	15459	0,6
Alberta	41176	55644	1,4
Colombie-Britannique	55912	74308	1,4
Yukon	440	566	1,2
Territoires du Nord-Ouest	559	775	1,6
Total - Canada	**474386**	**645586**	**1,5**

Demande de pointe [b]

	demande de pointe (mégawatts)		taux de croissance (% par année)
	1989	**2010**	**1989 à 2010**
	(4)	**(5)**	**(6)**
Terre-Neuve	1981	3148	2,2
Ile-du-Prince-Edouard	134	191	1,7
Nouvelle-Ecosse	1696	2172	1,2
Nouveau-Brunswick	2439	3284	1,4
Québec	29606	39681	1,4
Ontario	25315	32012	1,1
Manitoba	3429	4075	0,8
Saskatchewan	2503	2735	0,4
Alberta	5816	8157	1,6
Colombie-Britannique	9386	11534	1,0
Yukon	79	111	1,6
Territoires du Nord-Ouest	105	157	1,9
Total - Canada	**82489**	**107257**	**1,3**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Excluent les ventes à l'exportation.
[b] La demande de pointe est la somme des charges de pointe non coincidentes dans chaque zone desservie et, par conséquent, dépasse la demande réelle.
[c] Les chiffres, exprimés en pétajoules à la section 4.1, ont été convertis à l'aide d'un facteur de 3,6 pétajoules par térawatt-heure.

provinciaux, lesquels incitent les clients à consommer l'électricité de façon plus rationnelle en utilisant des appareils électroménagers, des moteurs, des appareils d'éclairage et autres équipements plus efficients et à adopter des normes d'isolation plus élevées dans les immeubles.

Nous prévoyons un taux annuel moyen de croissance de 1,5 % de 1989 à 2010. Les taux de croissance provinciaux présumés dans le scénario de référence sont fort comparables aux taux de croissance de la demande d'électricité prévus dans le scénario bas de 1988, ce qui reflète la similitude des hypothèses sur l'activité économique retenues dans ces deux scénarios.

Les hypothèses qui sous-tendent les prévisions de la demande d'électricité des provinces dans le scénario de référence sont analysées au chapitre 4. Dans l'analyse qui suit, nous comparons les prévisions établies pour chaque province dans le scénario de référence avec les points de vue des services publics provinciaux. Les services publics de chaque province publient généralement des prévisions à long terme de la demande d'électricité sur lesquelles ils établissent leurs plans de développement. Comme la demande d'électricité est une demande dérivée - qui sert au fonctionnement du matériel - toutes les prévisions doivent reposer sur des hypothèses qui influent sur la demande et qui varient d'une organisation à l'autre. Comme ces hypothèses sont divergentes, les perspectives de la demande d'électricité le sont également. Dans la mesure du possible, et à la lumière des renseignements publics existants, nous comparons ci-après nos prévisions de la demande de chaque province contenues dans le scénario de référence avec les prévisions publiées par les services publics. Nous n'avons aucune prévision publiée par Manitoba Hydro.

Dans le cas du Québec et de l'Ontario, nos prévisions se situent dans la fourchette des scénarios élevé et bas des services publics. Dans le cas de Terre-Neuve et de l'Île-du-Prince-Édouard, la demande d'électricité se compare aux prévisions des services publics respectifs.

D'après Énergie Nouveau-Brunswick[1], la demande d'électricité de la province devrait augmenter à un taux annuel de 2,8 % d'ici l'an 2005, soit presque le double du taux prévu dans notre scénario de référence. Ces projections comportent quelques divergences importantes. Premièrement, Énergie Nouveau-Brunswick prévoit que le produit intérieur brut réel de la province augmentera de 2,4 % par année de 1990 à 2005, comparativement à moins de 2 % dans notre scénario de référence. Elle prévoit aussi que la demande d'électricité des secteurs commercial et industriel augmentera plus rapidement que le PIB de chaque secteur tandis que dans notre scénario de référence, nous tenons compte des améliorations du rendement énergétique qui visent à contrebalancer la popularité de l'électrotechnique et des appareils enfichables. Dans le secteur résidentiel, Énergie Nouveau-Brunswick prévoit une croissance annuelle du revenu disponible réel per capita considérablement plus élevée que celle indiquée dans notre scénario de référence. Le scénario de référence prévoit des améliorations importantes du rendement énergétique des appareils électroménagers mais la prévision d'Énergie Nouveau-Brunswick ne semble pas aussi optimiste à cet égard.

Dans notre scénario de référence, la croissance de la demande d'électricité de la Nouvelle-Écosse est, à maints égards, comparable au scénario bas de Nova Scotia Power[2] qui prévoit une croissance nette de 1,4 % par année des besoins du réseau, au cours des dix prochaines années, comparativement au taux de 3,4 % retenu dans son scénario de référence. Ce dernier prévoit une hausse annuelle du revenu personnel disponible réel considérablement plus élevé, comparativement à ce qui est indiqué dans notre scénario de référence. Par ailleurs, le scénario de référence de Nova Scotia Power prévoit une hausse annuelle du PIB réel de 1,5 % en Nouvelle-Écosse comparativement à 1,8 % dans notre scénario. D'après Nova Scotia Power, le nombre de ses clients résidentiels augmentera de 1,4 % par année tandis que notre scénario prévoit une hausse de 1,0 % du nombre de ménages et est fondée sur des améliorations plus importantes de l'efficacité énergétique, notamment dans le cas des clients du secteur résidentiel. Même si Nova Scotia Power prévoit le recours à des appareils électroménagers plus efficients, le niveau d'amélioration du rendement énergétique indiqué dans ses prévisions est inférieur à celui prévu dans notre scénario de référence. De même, dans le cas des secteurs commercial et industriel, notre scénario semble comporter plus de mesures d'efficience énergétique susceptibles de compenser l'utilisation accrue de dispositifs électriques.

Notre scénario de référence prévoit que la demande d'électricité augmentera de 0,6 % par

1 Énergie Nouveau-Brunswick, «*Fifteen Year Load Forecast*», *1990-2005*, novembre 1990.

2 Nova Scotia Power Corporation, «*Load Forecast Report 1990*», System Planning Division, External Assessments and Forecasts, septembre 1990.

année en Saskatchewan, ce qui est nettement inférieur au taux annuel de 2,0 % prévu par Saskatchewan Power pour les années 1989 à 2010. Nous ne disposons pas des renseignements voulus pour comparer les hypothèses de cette société à notre scénario de référence. D'après ce dernier, le produit intérieur brut réel et le nombre de ménages augmenteront respectivement de 1,4 % et 0,7 % en moyenne par année, de 1989 à 2010. Le PIB réel du secteur commercial augmentera de 1,4 % en moyenne par année et celui du secteur industriel, de 1,3 %. Dans notre prévision, l'intensité énergétique baissera de 0,7 % annuellement dans le secteur commercial comparativement à 0,4 % dans le secteur industriel, taux inférieurs à la moyenne nationale dans ces deux secteurs. Si les mesures d'efficacité mentionnées au chapitre 4 sont appliquées, la demande énergétique du secteur résidentiel diminuera à un rythme de 0,5 % par année, taux encore inférieur à la moyenne nationale. Notre scénario de référence est fondé sur une amélioration importante de l'efficience énergétique, jumelée à une croissance plus lente de l'économie et du nombre de ménages, et le plan de développement qu'il prévoit débute après celui prévu par Saskatchewan Power (voir ci-dessous).

Dans notre scénario de référence, nous prévoyons pour l'Alberta un taux de croissance de la demande d'électricité qui est inférieur à celui indiqué par les services publics de cette province. Aux fins d'une comparaison générale, nous tenons compte que dans ses plus récentes prévisions[1], le "Electric Utility Planning Council" (EUPC) a élaboré deux scénarios : un scénario élevé qui comporte plusieurs mesures d'économie et un scénario bas qui en compte moins. Nos perspectives économiques se comparent à celles du scénario bas tandis que nos hypothèses en matière de conservation et d'efficience se rapprochent davantage de celles du scénario élevé, d'où une prévision inférieure à celle du scénario bas et un plan de développement postérieur à celui des services publics albertains.

B.C. Hydro prévoit une croissance de la demande d'électricité[2] supérieure à celle de notre scénario de référence car sa prévision du PIB réel excède celle de notre scénario de plus de 0,5 % par année pour les dix premières années de la période d'étude. Elle prévoit aussi un taux de croissance démographique et un taux de croissance du nombre de ménages supérieurs aux nôtres. Si nous comparons ses prévisions à celles du scénario de référence relativement à la demande d'électricité, nous constatons que le scénario de référence tient compte de l'incidence des programmes de gestion de la demande tandis que B.C. Hydro en fait abstraction et considère les réductions de la demande attribuable à ces programmes comme faisant partie de l'offre. Autrement dit, l'écart entre notre prévision et celle de B.C. Hydro est attribuable en partie au fait que notre prévision de la demande tient compte des résultats de la gestion de la demande, contrairement à celle de B.C. Hydro.

Ces comparaisons illustrent les incertitudes inhérentes aux projections de la demande d'énergie et d'électricité ainsi que de la production nécessaire. Pour chaque hypothèse requise, il existe une gamme de valeurs que la plupart des analystes qualifieraient de «plausibles». Ce ne sont pas seulement les différences entre les hypothèses individuelles qui donnent lieu à des projections différentes mais également la façon dont les hypothèses sont combinées (par ex. dans le cas de l'Alberta, nous misons plus que le EUPC sur les mesures d'économie d'énergie et d'amélioration de l'efficience dans un contexte de ralentissement économique.)

5.2 Commerce international et interprovincial

Au Canada, les réseaux provinciaux ont d'abord été développés de façon isolée, sauf en Ontario où l'on construisit des lignes internationales de transport dès le début du siècle. À mesure que les occasions se présentaient, les réseaux voisins s'interconnectèrent, d'abord selon un axe nord-sud, et plus récemment entre les provinces, afin d'améliorer la fiabilité et de réduire les coûts d'exploitation des réseaux.

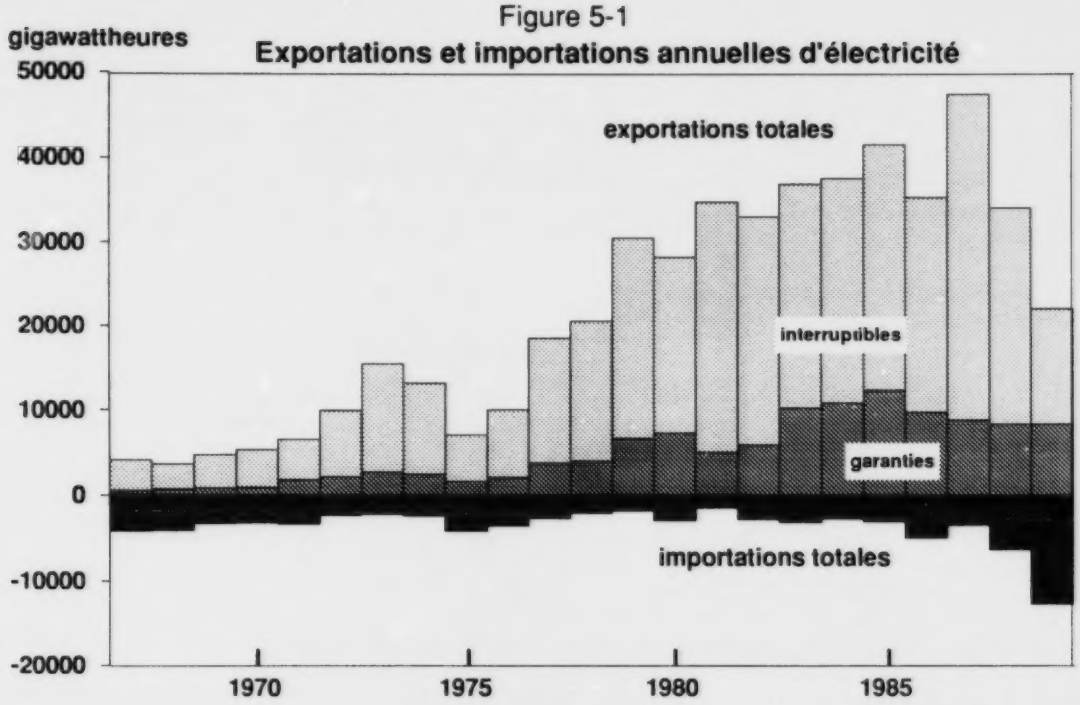
Jusqu'au début des années 1970, les exportations et les importations s'équilibraient approximativement. L'achèvement des centrales dont les travaux avaient été engagés avant 1973, afin de répondre aux forts taux de croissance que l'on prévoyait alors, a donné lieu à une importante capacité excédentaire vers le milieu des années 1970 étant donné que les hausses prévues ne se sont pas concrétisées; la majeure partie de cette électricité provenait des centrales hydro-électriques et thermiques au charbon. Cet excédent a été écoulé facilement sur le marché américain, en raison de l'augmentation rapide du coût de production d'électricité à partir du pétrole.

La figure 5-1 illustre l'évolution du commerce international de l'électricité depuis 1970.

1 «1990 EUPC Electric Forecast Working Range for Planning Resource Additions 1990-2005», préparé par EUPC Forecast Task Force, August 1990.

2 B.C. Hydro, «An Introduction to the Electricity Plan», avril 1990.

Figure 5-1



Les exportations brutes sont passées de 10,4 térawattheures en 1972 à quelque 47 térawattheures en 1987. À compter de 1987, les ventes à l'exportation ont connu une baisse importante. En 1990, les exportations brutes ont totalisé 16,5 térawattheures tandis que les importations se sont chiffrées à 16,2 térawattheures, d'où des exportations nettes de seulement 0,3 térawattheure. Les restrictions dont les centrales thermiques font l'objet en Ontario, la faible hydraulicité que le Manitoba, le Québec et le Labrador ont connue en 1989 et 1990 ainsi que la hausse plus forte que prévue de la demande intérieure ont eu pour effet de réduire les volumes d'électricité excédentaire voués à l'exportation. En outre, les difficultés que certaines centrales nucléaires de l'Ontario ont connues, les restrictions imposées aux centrales au charbon de cette province sur le plan des émissions de gaz acides ainsi que les niveaux d'eau très bas enregistrés aux centrales hydro-électriques du Québec et du Terre-Neuve - Labrador ont obligé l'Ontario et le Québec à importer de grandes quantités d'électricité des États-Unis ces deux dernières années. Selon nous, ces conditions seront temporaires et le Canada redeviendra un exportateur net d'énergie électrique dans les années à venir.

Les exportations garanties (environ 48 % du total des exportations brutes canadiennes en 1990) ont permis aux services publics américains de retarder les investissements requis pour la construction de nouvelles centrales, de s'assurer une réserve de capacité et d'obtenir un soutien en cas d'urgence. La production d'électricité a des incidences environnementales dans les deux pays et ces incidences constituent un critère d'évaluation des avantages potentiels des exportations.

La majeure partie de l'électricité exportée par le Canada provient de centrales hydro-électriques ou nucléaires qui produisent relativement peu d'émissions atmosphériques. Le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique exportent surtout de l'hydro-électricité tandis que le Nouveau-Brunswick exporte principalement de l'électricité provenant de sa centrale nucléaire. L'énergie exportée aux États-Unis remplace de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles, ce qui réduit la pollution atmosphérique et les problèmes connexes, notamment les pluies acides et la détérioration de la qualité de l'air. L'Ontario a déjà été un grand exportateur d'énergie produite à partir de combustibles fossiles, principalement le charbon. Sur le marché américain, cette énergie servait à remplacer

l'électricité produite par des centrales moins récentes alimentées de combustibles fossiles, de sorte que la hausse des émissions de gaz acides en Ontario est un peu plus que contrebalancée par la réduction de ces mêmes émissions aux États-Unis. Récemment, le besoin ontarien a connu une hausse plus forte que prévu et quelques centrales nucléaires ont connu des difficultés imprévues. Les normes rigoureuses établies par la province en matière d'émissions de gaz acides ont restreint la production thermique. L'Ontario est alors devenu un importateur d'électricité. Comme l'électricité importée provient surtout de centrales américaines alimentées par des combustibles fossiles, l'effet net sur les émissions gazeuses globales dans la région a été plus important récemment qu'il ne l'aurait été si les centrales nucléaires ontariennes avaient fonctionné comme prévu.

Marchés régionaux américains

Le commerce de l'électricité entre les services publics d'électricité nord-américains obéit à une structure régionale. Chaque région correspond à un regroupement de services publics qui sont étroitement interconnectés. Cette structure régionale se retrouve dans la composition du "North American Electric Reliability Council" (NERC) et ses régions membres. Dans les conseils régionaux du NERC, les services publics canadiens se joignent à ceux des États-Unis afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement et de coordonner les normes de planification et d'exploitation.

Du point de vue des services publics canadiens qui exportent de l'électricité, le marché américain se divise en cinq régions distinctes. La figure 5-2 illustre ces régions, ainsi que la capacité d'interconnexion avec ces marchés en 1990[1]. Le Nouveau-Brunswick exporte son électricité vers la Nouvelle-Angleterre; le Québec exporte vers l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre; l'Ontario exporte vers la vallée du Michigan-Ohio, et l'État de New York; le Manitoba exporte vers le Minnesota et le Dakota du Nord; la Saskatchewan exporte vers le Dakota du Nord; et la Colombie-Britannique exporte vers les États de Washington, d'Oregon et de Californie. À l'heure actuelle, l'Alberta, la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve et l'Ile-du-Prince-Édouard ne font pas d'exportations directes.

Les services publics canadiens et américains ont des difficultés comparables à planifier les besoins futurs. Les tendances observées en matière d'économie d'énergie compliquent les projections de la demande. Les lois adoptées récemment et les projets de loi à l'étude visant la réduction des émissions de gaz acides ont une incidence tant sur la capacité de production installée que sur les nouvelles formules d'approvisionnement. La préoccupation croissante de la population à l'égard des émissions de gaz à effet de serre, qui font l'objet du chapitre 11, doit être prise en compte dans tout plan de développement.

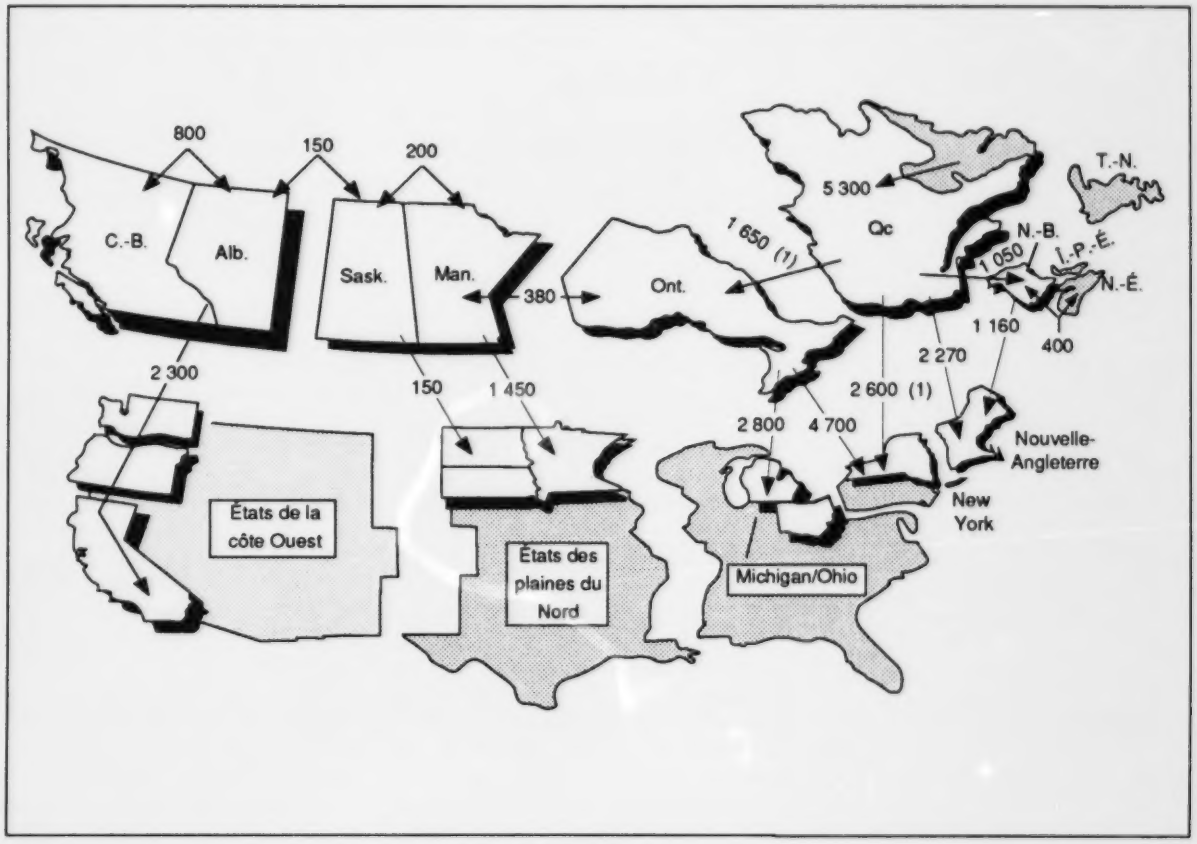
La Nouvelle-Angleterre est desservie par un grand nombre de services publics de taille relativement petite. La région comprend six États, chacun possédant sa propre commission de réglementation. Par conséquent, la réalisation des gros projets d'additions à la capacité de production ou la construction des lignes de transport est complexe, car elle exige une étroite coordination entre les services publics, les États et les organismes de réglementation, laquelle est toutefois facilitée par des ententes de mise en commun des ressources et par une démarche de coopération en vue de régler les problèmes d'approvisionnement. La Nouvelle-Angleterre possède des ressources limitées de production d'électricité, et elle dépend fortement du charbon, de l'uranium et, surtout, du pétrole, depuis longtemps disponible à faible coût et commode d'emploi. Toutefois, l'usage du charbon fait l'objet de contraintes environnementales de plus en plus strictes, et les centrales nucléaires sont confrontées à une opposition généralisée du public; enfin, le coût de production de l'électricité à partir du mazout varie selon le prix mondial du pétrole.

Les services publics avaient prévu une augmentation modeste de la demande, mais celle de la Nouvelle-Angleterre a augmenté de façon plus rapide que prévue au cours des dernières années. La croissance, pratiquement tombée au point mort par suite de la récente récession qui a durement frappé la Nouvelle-Angleterre en particulier, devrait cependant connaître une reprise dans un proche avenir. Bon nombre des centrales existantes sont petites et désuètes. Toutefois, compte tenu des incertitudes actuelles en matière de réglementation, bon nombre de services publics américains hésitent à s'engager dans la construction de nouvelles grandes centrales, à cause des immobilisations élevées et du long délai de mise en service. C'est en partie pour ces raisons que pendant la période de croissance rapide de la fin des années 80, la réserve en puissance s'est révélée insuffisante dans certaines régions de la Nouvelle-Angleterre, qui ont même

1 La capacité d'interconnexion est uniquement approximative. La capacité réelle varie continuellement selon les conditions des réseaux.

Figure 5-2
Régions exportatrices du Canada et marchés à l'exportation aux États-Unis

Capacité approximative d'interconnexion(2)
1990



Nota: (1) La capacité de transfert simultané à l'Ontario et aux États-Unis est de 3 310 MW.

(2) La capacité d'interconnexion dépend de l'état des réseaux interconnectés à tout moment et varie continuellement. Pour cette raison, nous donnons des valeurs approximatives.

connu des délestages sélectifs. Les services publics de la Nouvelle-Angleterre n'ont donc cessé de chercher de nouvelles méthodes de répondre à la charge de leurs clients. Des économies d'énergie substantielles ont été réalisées dans toute la région grâce aux programmes de gestion de la demande et les services publics se sont montrés disposés à envisager l'achat d'électricité garantie à long terme auprès d'autres fournisseurs américains et des services publics canadiens. Dans la perspective d'un flux accru, sur ce marché du Nord-Est, de gaz naturel en provenance du Canada ou des États-Unis, on se tourne davantage vers les centrales de production mixte ou à cycle combiné aménagées par des fournisseurs autres que les services publics pour répondre à une partie de la demande prévue des services publics. Les producteurs mixtes industriels et les producteurs indépendants offrent des installations de production d'électricité aux délais de construction courts, aux coûts d'immobilisations relativement bas et aux incidences environnementales, par unité de production d'énergie, moins importantes que les centrales au charbon.

Le marché de l'État de New York, comme celui de la Nouvelle-Angleterre, est desservi par un grand nombre de services publics. Certains d'entre eux alimentent des charges importantes, mais la plupart desservent de petites régions. Par conséquent, l'État de New York est confronté à certains des problèmes de la Nouvelle-Angleterre, comme la fragmentation des marchés et la difficulté de construire des lignes de transport et des centrales. Bien que ces deux régions disposent d'ententes de mise en commun afin de coordonner la planification et l'exploitation des réseaux, l'État de New York, à la différence de la Nouvelle-Angleterre, est propriétaire d'un important service public, la "New York Power Authority", qui contrôle le réseau de transport principal et qui est directement interconnectée avec le Québec. Par conséquent, la "New York Power Authority" a été le principal acheteur d'électricité exportée du Québec vers l'État de New York, à titre d'agent de plusieurs services publics de l'État. Cette entente a bien fonctionné, permettant à l'État de New York de tirer profit du commerce de l'électricité.

Bien qu'il soit en meilleure position que la Nouvelle-Angleterre sur le plan de l'approvisionnement, l'État de New York dépend fortement de vieilles centrales au pétrole et au charbon et aura probablement besoin de nouvelles sources d'approvisionnement du milieu à la fin des années 1990. Les service publics de l'État de New York hésitent également à s'engager dans la construction de grosses centrales et ont cherché à conclure des contrats d'achat à long terme avec les services publics voisins des États-Unis et du Canada, comme Hydro-Québec, afin de s'assurer un approvisionnement sûr et économique.

Au Michigan et en Ohio, l'offre d'électricité est actuellement excédentaire, et ces États n'auront probablement pas grand besoin de capacité additionnelle avant la fin des années 1990. Des réserves abondantes de charbon leur assurent un approvisionnement fiable et économique en combustibles pour les années à venir. Quelque 90 % des besoins énergétiques de cette région sont actuellement satisfaits par les centrales au charbon. L'adoption récente de la "U.S. Clean Air Act", dont l'objet principal est la réduction des émissions de gaz acides, aura une incidence sur les plans de développement des centrales électriques de la région. On prévoit que les nouvelles technologies, telles que la combustion dans des chaudières sur lit fluidisé et des centrales de gazéification à cycle combiné, ainsi que du matériel plus perfectionné de contrôle environnemental permettront d'utiliser le charbon de façon plus économique et plus saine.

La région du Minnesota, du Dakota du Nord et du Dakota du Sud n'aura probablement pas non plus grand besoin d'un complément de capacité avant la fin des années 1990; elle est actuellement bien desservie par les centrales au charbon qui ont accès à d'abondantes ressources de lignite à faible coût. L'accès à ces ressources réduit l'intérêt, pour les services publics américains, d'acheter de l'électricité au Manitoba, car les économies possibles sont plus modestes que dans les autres régions des États-Unis, où l'utilisation d'autres sources d'électricité est plus coûteuse et où les besoins sont plus pressants.

Les États de Washington, de l'Oregon et de la Californie constituent un marché d'exportation possible pour l'Alberta et la Colombie-Britannique; parmi ceux-ci, c'est le sud de la Californie qui offre le plus de débouchés. Les services publics californiens n'auront probablement pas besoin d'accroître sensiblement leur capacité de production avant le milieu ou la fin des années 1990, mais ils dépendent largement d'un grand nombre de petites centrales au gaz et au mazout et de groupes électrogènes appartenant à des entreprises privées, dont bon nombre fonctionnent au gaz.

Les services publics du sud de la Californie sont régis par des règlements stricts en matière d'environnement et sont confrontés à un secteur indépendant de production d'électricité en pleine croissance,

qui peut de plus en plus alimenter les charges grandissantes de la région. En outre, les planificateurs des services publics doivent faire face à d'autres problèmes, comme la sécurité de l'approvisionnement d'un réseau tributaire de combustibles de première qualité, ou encore la fiabilité de l'offre provenant d'un grand nombre de producteurs autres que les services publics. Par conséquent, les services publics hésitent beaucoup à investir dans de nouvelles centrales. Bien que les services publics de l'Ouest canadien désirent fournir davantage d'électricité à ce marché grandissant, auparavant ils ne pouvaient accéder librement aux longues lignes de transport nord-sud déjà fortement chargées, qui appartiennent à la "Bonneville Power Administration" (BPA). La BPA a donné un accès préférentiel au transport de ses propres excédents et de ceux des services publics américains voisins du Nord-Ouest du Pacifique, empêchant ainsi "British Columbia Hydro" (B.C. Hydro) de faire des exportations garanties à long terme. En vertu de l'Accord de libre-échange, B.C. Hydro a obtenu le même privilège d'accès à la capacité excédentaire des interconnexions que les services publics américains de la région du Nord-Ouest du Pacifique.

La réglementation américaine et les exportations canadiennes

Les organismes de réglementation américains, qu'ils relèvent du gouvernement fédéral ou des États, peuvent influer sur les exportations canadiennes d'électricité et la construction de lignes internationales de transport.

- La "Economic Regulatory Agency" (ERA) du département américain de l'Énergie délivre les permis présidentiels pour la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport. Il faut demander un permis pour tout changement dans l'utilisation ou l'exploitation d'une ligne internationale de transport. En fait, cette exigence donne à l'ERA un vaste contrôle sur les importations d'électricité.

  Pour qu'un permis présidentiel soit délivré, il faut obtenir l'aval du Secrétaire d'État au sujet des incidences commerciales, et celui du Secrétaire de la Défense, au sujet des conséquences sur la sécurité nationale. En outre, si un projet risque de perturber l'environnement, une analyse des incidences environnementales est parfois exigée.

- La "Federal Energy Regulation Commission" (FERC) réglemente les points suivants :

  - les tarifs exigés par les services publics appartenant à des investisseurs pour la revente d'électricité entre États, y compris l'électricité importée;
  - les tarifs applicables aux services de transport utilisés pour le commerce de l'électricité entre États;
  - les tarifs exigés par les organismes fédéraux de vente d'électricité, comme la "Bonneville Power Administration", pour la vente de capacité, d'énergie et de services de transport.

- Les organismes de réglementation étatiques ont pour mandat de réduire au minimum le coût du service pour le consommateur, tout en assurant aux services publics un juste rendement du capital investi. Ils peuvent donc effectivement limiter ou refuser les importations d'énergie canadienne (ils l'ont déjà fait) ou exercer une influence sur leur attrait commercial en raison des tarifs qu'ils fixent et parce qu'ils déterminent dans quelle mesure les services publics américains importateurs peuvent recouvrer les sommes versées aux exportateurs canadiens.

La réglementation de l'industrie américaine de l'électricité fait actuellement l'objet d'une importante réévaluation, fondée sur l'hypothèse selon laquelle un marché plus concurrentiel permettrait d'augmenter l'offre au moindre coût pour le consommateur. À cet effet, de nouvelles pratiques commerciales sont adoptées, comme la vente d'électricité aux services publics par des producteurs autres que les services publics, le recours aux appels d'offres pour l'approvisionnement en électricité des services publics, et un accès plus ouvert aux réseaux de transport. À cette fin, la FERC a publié en mars 1988 des avis de projet de réglementation, dans lesquels elle demandait aux parties intéressées de faire part de leurs commentaires sur la possibilité d'introduire un mécanisme d'appels d'offres pour un approvisionnement additionnel en électricité et de simplifier la réglementation visant les producteurs indépendants. Elle n'a pas encore statué sur ses avis, préférant procéder cas par cas. En outre, plusieurs commissions de services publics des états américains ont mis en place leurs propres mécanismes d'appels d'offres, ce qui aura un impact sur les modalités de négociation des contrats d'exportation éventuels entre les services publics américains et canadiens. Au cours des dernières années, plusieurs services publics américains ont fait l'objet d'un examen par les organismes de réglementation étatiques qui visait à déterminer si les capitaux investis dans des installations devant desservir les charges prévues des clients avaient été

investis de façon prudente. Dans certains cas, des investissements importants ont été jugés imprudents et les services publics n'ont pas été autorisés à obtenir un rendement sur une partie ou la totalité de leurs investissements. D'autres aspects de la réglementation causent des difficultés aux services publics américains, en particulier dans les domaines de l'environnement, de la délivrance de permis pour les centrales nucléaires, de l'acquisition d'emprises pour le passage des nouvelles grandes lignes de transport, et du choix de l'emplacement des nouvelles centrales.

Compte tenu de ces pressions, les services publics américains vivent actuellement une période de grande incertitude et doivent envisager une vaste gamme de solutions possibles pour assurer leur approvisionnement en électricité. Par conséquent, les services publics américains appartenant à des investisseurs considèrent de plus en plus les achats d'électricité des services publics voisins, aux États-Unis et au Canada, ainsi que des producteurs indépendants comme une source fiable et sûre d'approvisionnement pour répondre aux besoins de leurs clients. Si cette situation peut se traduire par de nouvelles possibilités d'exportation pour les services publics canadiens, ceux-ci devront néanmoins se montrer compétitifs dans un marché en évolution rapide.

5.2.1 Exportations garanties

Jusqu'à 1989, la majeure partie des exportations étaient de nature interruptible. Cependant, il ressort de nos projections que les exportateurs s'orientent davantage vers les contrats d'exportations garanties car la capacité excédentaire de certains services publics canadiens est absorbée par la demande intérieure accrue, et les services publics américains recherchent une source plus sûre et plus fiable d'approvisionnement pour répondre aux besoins de leurs clients. Les exportations garanties, qui ont une incidence sur les plans de développement des services publics, sont analysées ci-dessous dans le cas de chaque province exportatrice. Les projections des exportations interruptibles font l'objet de la section 5.4.

Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre ont une longue histoire d'échanges commerciaux mutuellement profitables. Bien que l'ampleur des interconnexions est limitée, ce commerce a pris la forme de constructions conjointes de grosses centrales permettant aux services publics de la région, y compris du Nouveau-Brunswick, de profiter des économies d'échelle, de partager la réserve requise, de faire des transactions d'économie[1] et de tirer d'autres avantages de leurs interconnexions.

Depuis le début des années 1970, le Nouveau-Brunswick a eu accès aux importants excédents d'hydroélectricité du Québec. Grâce à des contrats spéciaux conclus avec le Québec, le Nouveau-Brunswick a pu vendre sur les marchés américains une partie de cette énergie, ainsi que de l'électricité produite par ses centrales thermiques au mazout et sa centrale nucléaire. Le Nouveau-Brunswick a également vendu une partie de la production de la centrale nucléaire Pointe-Lepreau en vertu d'une entente de participation proportionnelle. En conséquence, les exportations ont augmenté considérablement. Les ventes de puissance et d'énergie garanties et un commerce actif d'énergie interruptible ont réduit la dépendance de la Nouvelle-Angleterre à l'égard de l'électricité produite par les centrales au mazout, tout en permettant de remplacer une partie du charbon utilisé pour la production d'électricité.

Les perspectives actuelles en matière d'exportations sont moins optimistes que celles des dernières années étant donné que les projections de la demande d'électricité en Nouvelle-Angleterre a baissé. À la lumière de nos entretiens avec Énergie Nouveau-Brunswick, nous présumons que le Nouveau-Brunswick renégociera le contrat d'exportation de l'électricité de Pointe-Lepreau 1 et continuera d'exporter 230 mégawatts à la Nouvelle-Angleterre entre 1991 et 1994. Après cette période, il exportera encore 200 mégawatts et 1 489 gigawattheures par année à la Nouvelle-Angleterre jusqu'à la fin de la période d'étude. Nous présumons aussi que deux contrats d'exportations mineurs seront prolongés jusqu'en 2010.

Québec

Le Québec s'est trouvé doté, comme d'autres services publics, d'un important excédent de puissance et d'énergie à la fin des années 1970, lorsque les charges prévues ne se sont pas concrétisées. Pouvant difficilement vendre cette énergie excédentaire dans la province même ou l'acheminer vers d'autres services publics[2] à cette époque, le Québec a déversé d'importantes quantités d'eau pour une période sans faire tourner les turbines de ses centrales.

---

1 Énergie vendue par un réseau à un autre afin d'économiser sur le coût de production lorsque le réseau récepteur possède la capacité suffisante pour satisfaire les charges sur son propre réseau.

2 Pour des raisons techniques, le Québec ne peut pas synchroniser son réseau électrique avec ceux de ses voisins; son réseau fonctionne donc de façon isolée.

Cette situation a poussé le Québec à offrir à certains clients industriels de la province des rabais à l'achat d'électricité en gros, afin de promouvoir l'utilisation de l'électricité au Québec, à entreprendre la construction et l'amélioration de plusieurs grandes interconnexions avec l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre et à investir des sommes considérables pour accroître la fiabilité de son réseau. Les problèmes techniques d'interconnexion ont été réglés en partie grâce à l'utilisation de lignes de transport haute tension à courant continu.[1] Depuis quelques années, le Québec cherche à conclure des contrats de ventes garanties à long terme avec ses voisins, et il est disposé à devancer la construction de nouvelles centrales à cette fin.

Au cours des années 1970 et au début des années 1980, le Québec a utilisé ses interconnexions afin d'exporter de l'énergie interruptible vers les marchés américains et les marchés canadiens voisins, où cette électricité servait principalement à remplacer l'électricité produite à des coûts plus élevés à partir du mazout et du charbon. Au début des années 1980, la demande américaine à l'égard des excédents d'hydro-électricité du Québec était supérieure à ce qui pouvait être transporté par les interconnexions existantes, ce qui a nécessité la construction de nouvelles lignes. Par conséquent, des contrats ont été conclus avec la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York pour des livraisons programmées d'énergie garantie, ce qui permit de financer la construction de nouvelles grandes interconnexions.

Au cours des dernières années, la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York ont activement recherché de nouvelles sources d'approvisionnement. Par conséquent, les exportations du Québec font de plus en plus l'objet de contrats à long terme d'exportation de puissance et d'énergie garanties, qui permettent aux services publics américains de reporter la construction de nouvelles centrales et de réduire le recours aux combustibles fossiles. Le Québec a conclu des contrats d'exportation avec l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre pour un total d'environ 2 250 mégawatts débutant au milieu des années 1990. Tenant compte du plan de commercialisation publié par le Québec, nous supposons que ce dernier exportera environ 3 550 mégawatts d'ici à l'an 2006[2]. Nos projections comprennent les principales exportations suivantes :

- 800 mégawatts et 3 000 gigawattheures par année, l'été, à l'État de New York pendant la période d'étude;
- deux blocs de 500 mégawatts et 3 300 gigawattheures par année chacun, à l'État de New York, l'un à compter de 1995 et l'autre, à compter de 1997;
- un maximum de 450 mégawatts et de 2 957 gigawattheures par année au Vermont, à compter de 1995;
- d'autres exportations garanties, non précisées pour le moment, de 1 250 mégawatts et 8 200 gigawattheures par année à compter de 2002.

Ontario

Jusqu'à récemment, l'Ontario était le principal exportateur canadien d'électricité. Elle continue de vendre surtout de l'énergie interruptible grâce à la coordination étroite des échanges avec les services publics américains des États de New York, du Michigan et de l'Ohio. Cependant, elle a procédé à des exportations garanties lorsque l'occasion s'est présentée. La majeure partie de l'énergie excédentaire exportable de l'Ontario est produite à partir du charbon, mais le recours généralisé à l'électronucléaire et l'accès à l'hydro-électricité, produite dans la province et à l'extérieur, donnent à l'Ontario une certaine souplesse opérationnelle. Grâce à une étroite coordination avec les services publics américains voisins, l'Ontario peut façonner ses exportations afin de couvrir une large gamme de besoins des divers marchés, et elle offre des services variés, notamment la vente de capacité et d'énergie garanties pour des périodes courtes ou longues.

Nous avons supposé que l'Ontario ne conclura pas de nouveaux gros contrats d'exportation d'électricité lorsque le contrat d'exportation garantie actuel de 45 MW avec le Vermont prendra fin en 1992. Bien que le marché américain puisse offrir de nouvelles possibilités d'exportations entre le milieu et la fin des années 1990, l'Ontario ne disposera pas pendant cette période d'un excédent de capacité appréciable.

Manitoba et Saskatchewan

Depuis le début des années 1970, le Manitoba exporte des quantités appréciables d'hydro-électricité. Il possède un potentiel hydro-électrique non développé qu'il souhaite exploiter afin de vendre de l'électricité aux services publics américains et canadiens voisins.

Le Manitoba a dû faire face à une forte concurrence sur ses marchés à l'exportation, mais il a su négo-

1 Les interconnexions haute tension à courant continu permettent aux deux réseaux d'échanger de l'énergie même si les réseaux ne sont pas synchronisés.

2 Plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, Horizon 1999.

cier des exportations garanties à long terme vers le Minnesota et il tente actuellement de réaliser d'autres ventes. Manitoba-Hydro a devancé à 1991 l'achèvement de la centrale Limestone, d'une capacité de 1 200 mégawatts, en vue de respecter un contrat d'exportation garantie de 200 mégawatts et de 883 gigawattheures par année entre 1993 et 1996, contrat conclu avec un service public du Minnesota. Un autre contrat visant l'exportation garantie d'un maximum de 500 mégawatts et de 4 380 mégawattheures par année devrait entrer en vigueur en 1993 et prendre fin en 2005. Nous prévoyons que le Manitoba renégociera le contrat de 500 mégawatts pour le reste de la période d'étude. Les marchés du Manitoba - le Minnesota et le Dakota du Nord - sont des réseaux dont la demande de pointe est en été, à l'opposé du Manitoba, où la demande de pointe est en hiver. Cette diversité des besoins permet des transactions saisonnières; le Manitoba a récemment annoncé la signature d'un contrat d'exportations saisonnières qui lui assurera une capacité additionnelle de 500 mégawatts lors de la pointe hivernale, à partir du milieu des années 1990, en échange de laquelle il offrira à ses partenaires américains un service similaire pendant l'été.

La Saskatchewan exporte de petites quantités d'énergie vers le Dakota du Nord; ces échanges de diversité devraient se poursuivre.

Alberta et Colombie-Britannique

Même si l'Alberta n'est pas actuellement une province qui exporte directement de l'électricité, elle coordonne plus étroitement sa production d'électricité thermique au charbon avec la production, principalement hydro-électrique, de la Colombie-Britannique. Depuis 1986, grâce à une interconnexion avec l'Alberta, la Colombie-Britannique a accès aux centrales albertaines alimentées au charbon. En combinant l'hydro-électricité et l'électricité thermique au charbon, la Colombie-Britannique peut mieux tirer profit des possibilités d'exportation : elle conjugue l'approvisionnement fiable en électricité thermique au charbon de l'Alberta à son approvisionnement variable en hydro-électricité[1]. Nos projections ne tiennent pas compte des ventes à l'exportation garanties de l'Alberta.

En ce qui a trait aux exportations garanties de la Colombie-Britannique, nous avons présumé que la troisième ligne de transport nord-sud reliant le Nord-Ouest des É.-U. et la Californie, dont l'achèvement est prévu pour 1992, permettra d'accroître les ventes à l'exportation. Avec la création de Powerex[2], la Colombie-Britannique est maintenant dotée de la structure institutionnelle voulue pour l'exportation vers les États-Unis de l'énergie produite par les sociétés publiques et privées de la province. Cette société peut également commercialiser l'électricité provenant des centrales thermiques au charbon que l'Alberta peut fournir.

Par suite de ces mesures, et à la lumière des entretiens avec les représentants de Powerex et de B.C. Hydro, nous avons présumé que la Colombie-Britannique exportera un total garanti d'environ 850 mégawatts aux services publics du Nord-Ouest des États-Unis et de la Californie à partir du milieu des années 1990. Ce total pourrait augmenter plus tard étant donné le retour des avantages d'aval du traité du fleuve Columbia[3] à la Colombie-Britannique en 1998. B.C. Hydro en tira un maximum de 1 100 mégawatts. Nos projections tiennent compte des exportations majeures suivantes :

- jusqu'à 200 mégawatts et 1 400 gigawattheures par année à la Californie, entre 1990 et 2010;
- 300 mégawatts et 2 100 gigawattheures par année à la Californie, à compter de 1995;
- 350 mégawatts et 2 500 gigawattheures par année à l'État de Washington, entre 1995 et 2010.

5.2.2 Commerce interprovincial garanti

La plupart des services publics sont interconnectés à l'échelle interprovinciale et internationale. Les conditions qui permettent les échanges internationaux s'appliquent également au commerce interprovincial. Le commerce inter-

1 La Colombie-Britannique possède une grande capacité hydro-électrique excédentaire, mais elle dispose de réservoirs de capacité limitée et dépend fortement des précipitations. En périodes de pointe, l'Alberta a besoin de presque toute sa capacité, mais en dehors de ces périodes, elle possède des excédents fiables d'électricité produite par des centrales au charbon. Pour la Colombie-Britannique, l'Alberta est donc un complément idéal à la variabilité saisonnière et annuelle de son parc de production hydro-électrique.

2 Powerex est une entreprise de mise en marché qui a été établie par B.C. Hydro dans le but de servir les marchés d'électricité en gros à court et à long terme tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la province, y compris l'Alberta et l'Ouest américain. La société agit en tant qu'intermédiaire entre les vendeurs et les acheteurs - tant du secteur public que du secteur privé - et elle recourt au réseau de B.C. Hydro pour emmagasiner et acheminer l'électricité.

3 En 1966, le Canada et les États-Unis ont signé le traité du fleuve Columbia en vertu duquel l'électricité produite par les centrales hydro-électriques américaines, avec l'eau emmagasinée derrière les barrages canadiens aménagés sur le fleuve Columbia, est vendue aux É.-U. pendant 30 ans.

provincial garanti a aussi une inc dence sur les plans de développement des services publics. Le commerce interprovincial interruptible fait l'objet de la section 5.4.

En ce qui a trait aux ventes interprovinciales garanties, les provinces, comme l'Ontario et la Saskatchewan, qui dépendent des combustibles fossiles et sont voisines de provinces possédant d'importantes ressources hydroélectriques, pourraient choisir d'acheter leur énergie au lieu de construire leurs propres centrales si les avantages économiques et d'autre nature militaient en ce sens. La vente à l'Ontario de 1 000 MW par le Manitoba illustre bien ce type de transaction. Cependant, les provinces dotées principalement de ressources hydrauliques sont généralement reliées au marché d'exportation où les débouchés pour la vente d'électricité sont plus lucratifs que le commerce interprovincial, vu le coût plus élevé des autres sources d'électricité aux États-Unis.

À la lumière des entretiens avec les services publics provinciaux, nous avons inclus les transactions garanties suivantes entre les provinces (figure 5-3) :

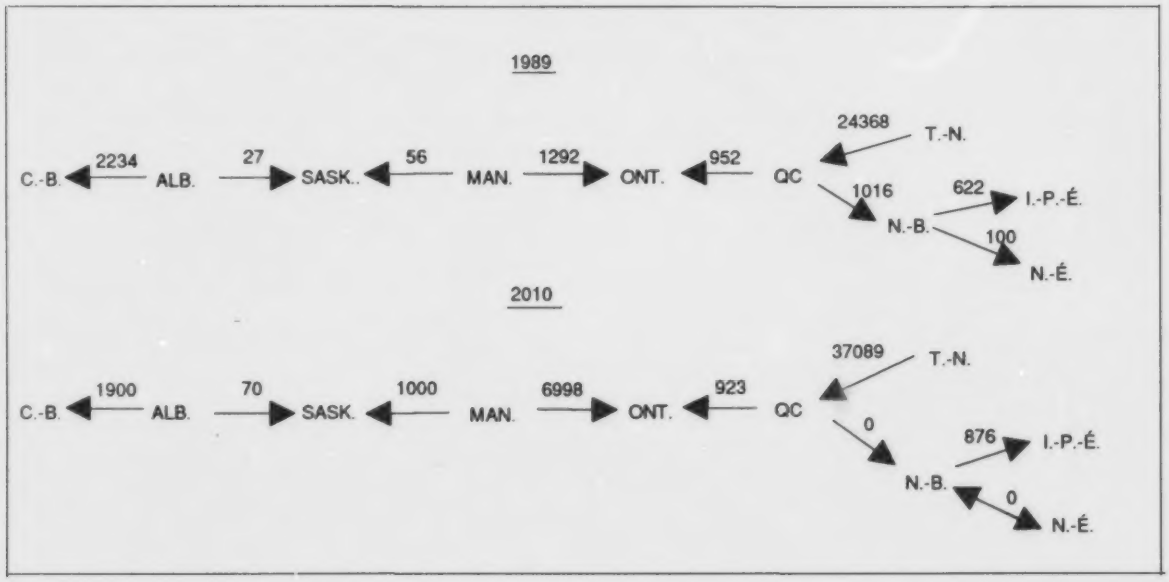
- la vente au Québec de 4 700 mégawatts et de 31 085 gigawattheures produits par la centrale de Churchill Falls au Labrador, entre 1990 et 1998, puis de seulement 4 530 mégawatts et 29 745 gigawattheures à compter de 1999 en raison du rappel de 170 mégawatts par Terre-Neuve;

- la vente à l'Île-du-Prince-Édouard par le Nouveau-Brunswick de ce qui suit : vente de 20 mégawatts et 142 gigawattheures produits par la centrale Dalhousie 2 pendant la période d'étude selon la formule de participation proportionnelle; vente de 50 mégawatts et 366 gigawattheures entre 1988 et 1994, et vente additionnelle de 30 mégawatts et 148 gigawattheures produits par la future centrale Belledune;

- la vente au Québec par le Nouveau-Brunswick d'un maximum de 400 mégawatts de capacité de pointe produits par des turbines à gaz construites à cette fin expresse, entre 1991 et 2010;

- la vente ferme à long terme, à l'Ontario par le Manitoba, d'un maximum de 1 000 mégawatts et 5 700 gigawattheures produits par la centrale hydroélectrique Conawapa, entre 1998 et 2010.

Figure 5-3
Commerce interprovincial net d'électricité
gigawattheures



5.3 Capacité de production et production d'électricité par région

La demande d'électricité varie constamment en fonction du jour, de la semaine et de la saison, ainsi que d'année en année. Au Canada, la demande maximale annuelle est en décembre ou en janvier; les producteurs d'électricité doivent disposer d'une capacité de production suffisante pour y répondre. Les règles de l'art nécessitent aussi le maintien d'une capacité de production de réserve suffisante pour garantir aux clients un service fiable et continu, même en cas de défaillance de certains équipements ou en période d'entretien. Certains services publics ont besoin d'une réserve plus importante que d'autres, compte tenu des caractéristiques de leur parc d'équipements et de leurs conditions d'exploitation.

Les groupes électrogènes[1] varient selon leur conception et le type de ressource qu'ils consomment; des groupes différents sont utilisés selon le type de demande à laquelle il faut répondre. Les groupes plus nouveaux et plus gros utilisant des ressources énergétiques abondantes et économiques, comme le charbon, l'uranium ou l'eau, sont utilisés autant que possible. Par exemple, les centrales de base fonctionnent souvent plus de 80 % du temps; elles sont caractérisées par un investissement initial élevé et un coût d'exploitation faible. À l'opposé, les centrales de pointe fonctionnent pendant de très brèves périodes, souvent moins de 5 % du temps. Il s'agit souvent de vieilles ou de petites centrales qui consomment des combustibles de qualité, ou encore de centrales hydro-électriques ayant un réservoir de petite capacité. Les centrales de pointe thermiques au mazout et au gaz sont habituellement moins coûteuses à construire que des centrales de base de même capacité, mais leur exploitation coûte plus cher.

Pour assurer une production en sus de l'électricité produite par les services publics pour répondre à la demande des clients, la plupart des gouvernements provinciaux ont élaboré des politiques pour inciter les producteurs indépendants à aménager des centrales électriques susceptibles de répondre à une partie au moins des besoins de la province. Les entreprises et les particuliers sont de plus en plus intéressés à produire de l'électricité pour satisfaire leurs propres besoins et également pour la vendre aux services publics. Les projets envisagés comprennent la production mixte, la production dans des centrales à cycle combiné au gaz naturel (comme le contrat conclu récemment entre TransAlta Resources et Ontario Hydro), des petites centrales hydro-électriques, l'incinération des déchets municipaux, ainsi que l'utilisation d'une gamme complète de technologies faisant appel à l'énergie renouvelable, dont l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

Finalement, des industries telles que les pâtes et papiers, la pétrochimie et l'aluminium, brûlent les sous-produits de leurs procédés industriels pour produire de l'énergie thermique qui est utilisée en usine et pour cogénérer de l'électricité. Elles vendent leurs surplus de temps à autres aux services publics d'électricité qui veulent accroître leurs approvisionnements.

En 1989, la production d'électricité par des entreprises autres que les services publics totalisait 39,7 térawattheures, soit environ 8 % de la production totale d'électricité au Canada. Vers 2010, nous prévoyons que ce type de production fournira 63,6 térawattheures, soit un peu moins de 10 % de la production totale d'électricité au Canada.

Projections par province

En règle générale, les services publics provinciaux développent leurs réseaux électriques pour assurer un approvisionnement fiable, au moindre coût à long terme pour les contribuables, tout en respectant les règlements pertinents en matière de protection de l'environnement. L'électricité produite sert à répondre à la demande intérieure ferme d'électricité prévue ainsi qu'aux ventes interprovinciales et aux exportations garanties. Les choix des sources d'approvisionnement en électricité, que nous présentons pour chaque province, visent à répondre à la demande indiquée au chapitre 4 ainsi qu'aux ventes interprovinciales et aux exportations garanties dont traitent les sections 5.2.1 et 5.2.2. Nous sommes conscients que si nos projections diffèrent de celles des services publics provinciaux, les calendriers des ajouts à la capacité de production seront également différents. Toutefois, l'ordre d'exécution et/ou le choix des projets d'ajout que nous avons inclus dans nos projections sont généralement comparables à ceux prévus par les services publics et indiqués dans le cadre des consultations auprès de représentants de ces services et des entretiens avec ces derniers.

Pour produire de l'électricité, chaque province exploite les

1 Les groupes sont classés selon la quantité d'électricité qu'ils peuvent produire par unité de temps. Par exemple, un groupe de 100 mégawatts peut produire 100 mégawattheures d'électricité par heure de fonctionnement.

ressources qui lui coûtent le moins cher. Par exemple, l'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse mettent à profit leurs abondantes réserves de charbon, tandis que la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec utilisent presque exclusivement leurs abondantes ressources hydro-électriques. Les autres régions du Canada utilisent les ressources qu'elles possèdent et elles achètent également de l'énergie. C'est la raison pour laquelle nous traitons séparément chaque province et chaque territoire dans cette section. Nous décrivons les ressources qui, selon nos projections, seront exploitées afin de répondre à la demande intérieure, ainsi qu'aux ventes interprovinciales et aux exportations garanties.

Le tableau 5-2 illustre l'importance relative de la capacité de production des diverses provinces et la production d'énergie réelle pour l'année 1989, dernière année pour laquelle il existe des statistiques complètes. Il convient de noter que les statistiques visant Terre-Neuve et le Labrador comprennent les ventes garanties à long terme au Québec de l'électricité produite par la centrale Churchill Falls.

Les tableaux 5-3 à 5-14 présentent nos projections de la capacité et de la production, par province et par territoire. Des renseignements plus détaillés sont donnés aux tableaux A5-1 et A5-2 en annexe.

Terre-Neuve et Labrador

Nous prévoyons qu'à Terre-Neuve et au Labrador, la charge passera de 10,7 térawattheures en 1989 à 15,8 térawattheures en 2010. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,9 %.

Le réseau de Terre-Neuve et du Labrador est scindé en deux : plus de 75 % de la charge est concentrée dans l'île, tandis que la majorité des ressources hydro-électriques importantes se trouvent au Labrador. La charge du Labrador représente 25 % de la charge totale de la province et il y a une importante centrale hydro-électrique de 5 225 mégawatts à Churchill Falls. L'essentiel de sa production est vendu au Québec en vertu d'un contrat à long terme. Nous supposons qu'une partie de la production de Churchill Falls continuera de satisfaire la demande du Labrador. Dans l'île, on a déjà aménagé la plupart des sites hydro-électriques économiquement exploitables, si bien que le réseau de l'île dépend de plus en plus des centrales thermiques au mazout, dont la production représentait environ 21 % de la demande d'électricité de la province en 1989.

L'augmentation des charges nécessitera de nouveaux équipements de production vers 1993, notamment des turbines à gaz. D'après les intentions officielles de la province et le résultat de nos rencontres avec les représentants des services publics, nous supposons qu'à long terme, l'île sera alimentée surtout par l'électricité du Labrador, au moyen d'un câble sous-marin à haute tension et courant continu de 800 MW. La construction de ce câble devrait être achevée pour 1998, compte tenu de l'ampleur des investissements associés à ce projet et des délais considérables requis pour obtenir les approbations voulues et pour construire et exploiter la ligne. Ce projet serait rattaché à la construction de la centrale hydro-électrique de Gull Island et au rappel d'une partie de la production de Churchill Falls, conformément au contrat de vente avec le Québec. Entre-temps, nous supposons que les charges accrues de l'île seront satisfaites par des turbines à gaz supplémentaires et des groupes électrogènes au

Tableau 5-2

Capacité de production et production d'électricité par province et territoire - 1989

	puissance [a]		énergie	
	mégawatts	%	gigawatt-heures	%
Terre-Neuve	7014	7,2	35044	7,2
Île-du-Prince-Édouard	112	0,1	106	0,0
Nouvelle-Écosse	2151	2,2	8950	1,9
Nouveau-Brunswick	3382	3,5	17564	3,6
Québec	28254	29,1	145561	30,1
Ontario	29299	30,1	141698	29,3
Manitoba	3983	4,1	18824	3,9
Saskatchewan	2697	2,8	13491	2,8
Alberta	7352	7,6	43434	9,0
Colombie-Britannique	12646	13,0	58105	12,0
Yukon	122	0,1	440	0,1
Territoires du Nord-Ouest	181	0,2	559	0,1
Total - Canada	**97193**	**100,0**	**483776**	**100,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Les chiffres de puissance excluent les achats.

Source: tableaux A5-1 et A5-2 en annexe

mazout et par l'accroissement de la production des centrales au mazout de Holyrood. Dans l'éventualité du report ou de l'abandon du projet de câble sous-marin, Terre-Neuve devra envisager d'autres moyens de répondre à ses besoins en électricité. Le cas échéant, elle pourrait probablement satisfaire à la croissance de la demande de façon plus économique en construisant de nouvelles centrales de base au charbon ou au mazout, ou peut-être une centrale nucléaire.

À Terre-Neuve, les entreprises autres que les services publics ont produit environ 466 gigawattheures en 1989, soit 4,4 % de la charge provinciale. La majeure partie de cette électricité a été produite par des centrales hydroélectriques. Nous ne prévoyons pas que ce pourcentage augmentera rapidement pendant la période d'étude. D'ici 2010, nous prévoyons que la production d'électricité par des entreprises autres que les services publics atteindra environ 520 gigawattheures, soit 3,3 % de la demande provinciale globale selon le scénario de référence. Nous prévoyons que l'augmentation viendra d'un recours accru aux déchets ligneux de l'industrie des produits forestiers.

Île-du-Prince-Édouard

Nous prévoyons que la demande dans l'Île-du-Prince-Édouard passera de 727 gigawattheures en 1989 à environ 1 126 gigawattheures en 2010, soit une croissance annuelle moyenne d'environ 2,1 %.

L'Île-du-Prince-Édouard dispose d'une capacité de production thermique au mazout suffisante pour satisfaire ses propres besoins. Cependant, elle préfère, pour des motifs économiques, acheter la plus grande partie de son énergie du Nouveau-Brunswick grâce à

Tableau 5-3

Offre et demande d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	9 415	12 855	14 486
Autre demande intérieure	1261	1320	1320
Demande provinciale	**10676**	**14 175**	**15 806**
Ventes à l'extérieur*	24 368	32 241	37 085
Demande totale (GW.h)	**35044**	**46416**	**52891**
Achats **	0	0	0
Production en industrie et autre production autonome	1261	1320	1320
Production des services publics	**33 783**	**45 096**	**51 571**
- hydro-électricité	31 572	44 775	50 425
- charbon	0	0	0
- nucléaire	0	0	0
- autres	2211	321	1 146
Offre totale (GW.h)	**35044**	**46416**	**52891**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**6767**	**8 299**	**9 431**
Achats **	0	0	0
Demande de pointe intérieure	1734	2 466	2 901
Demande de pointe du réseau	6434	7 448	9 015
Puissance restante (y compris les achats)	333	851	416
% de pointe du réseau	5,2	11,4	4,6

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.
(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Nouvelle turbine à gaz	50 MW	(mazout)	1993
Nouvelle turbine à gaz	50 MW	(mazout)	1994
Nouvelle turbine à gaz	50 MW	(mazout)	1994
Holyrood # 4	150 MW	(mazout)	1995
Nouvelle turbine à gaz	50 MW	(mazout)	1996
Nouvelle turbine à gaz	50 MW	(mazout)	1997
Rappel de Churchill Falls	170 MW	(hydro)	1998
Gull Island	2264 MW	(hydro)	1999-2000

une interconnexion par câble sous-marin. À la lumière de nos consultations auprès des représentants des services publics, nous supposons que l'interconnexion sera améliorée de manière à pouvoir utiliser toute la capacité nominale de 200 mégawatts du câble sous-marin.

Quelques centrales de l'île sont assez vieilles et seront probablement mises hors service d'ici 15 ans. Selon nous, elles seront remplacées par des turbines à gaz additionnelles et exploitées pour répondre à la demande de pointe et comme source d'appoint en cas de panne forcée du câble sous-marin ou si celui-ci doit faire l'objet d'entretien. Nous prévoyons aussi que le Nouveau-Brunswick continuera de fournir l'énergie de base et la capacité permettant de répondre à la demande de l'Île-du-Prince-Édouard, soit par le biais des ventes de réseau à réseau ou des ententes de participation proportionnelle, ainsi que les ventes d'énergie interruptible. Même si l'Île-du-Prince-Édouard a adopté récemment une loi qui encourage la production indépendante et l'achat de l'électricité ainsi produite sur l'île, nous ne prévoyons pas une production indépendante accrue pendant la période d'étude.

Nouvelle-Écosse

En 1989, la demande provinciale d'électricité de la Nouvelle-Écosse était de 9,0 térawattheures. Nous prévoyons qu'elle passera à 12,3 térawattheures d'ici 2010. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,5 %.

La capacité de production de la Nouvelle-Écosse se répartit comme suit : thermique au mazout, 35 %; thermique au charbon, 47 %; hydro-électrique, 18 %.

Tableau 5-4

Offre et demande d'électricité à l'île-du-Prince-Édouard

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	728	924	1 126
Autre demande intérieure	0	0	0
Demande provinciale	**728**	**924**	**1 126**
Ventes à l'extérieur*	0	0	0
Demande totale (GW.h)	**728**	**924**	**1126**
Achats **	622	784	974
Production en industrie et autre production autonome	0	0	0
Production des services publics	**106**	**140**	**152**
- hydro-électricité	0	0	0
- charbon	0	0	0
- nucléaire	0	0	0
- autres	106	140	152
Offre totale (GW.h)	**728**	**924**	**1126**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**112**	**122**	**156**
Achats **	70	65	65
Demande de pointe intérieure	134	168	206
Demande de pointe du réseau	134	168	206
Puissance restante (y compris les achats)	48	19	15
% de pointe du réseau	35,8	11,3	7,3

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	1999
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2000
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2002
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2004
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2005
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2006
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2007
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2008
Nouvelle turbine à gaz	10 MW	(mazout)	2008

Avec l'achèvement des travaux de conversion de la centrale Point-Tupper n° 2, la Nouvelle-Écosse a terminé son projet de conversion au charbon de ses grandes centrales alimentées au mazout. Nous supposons que toutes les nouvelles grandes centrales de base utiliseront le charbon de la Nouvelle-Écosse. Cela concorde avec la politique de la province visant à mettre en valeur ses propres ressources en charbon. Pour respecter les normes provinciales et fédérales relatives aux émissions des nouvelles centrales thermiques, comme l'entente fédérale-provinciale sur les pluies acides, nous avons également présumé que les nouvelles centrales utiliseront soit la technologie du lit fluidisé circulant, soit les épurateurs par voie humide classiques, qui permettent de réduire les émissions de dioxyde de soufre et les dépôts de pluies acides. À la lumière des consultations menées auprès de "Nova Scotia Power", nous nous attendons à la construction à Trenton, de la centrale thermique au charbon d'une capacité de 150 mégawatts soit terminée cette année, et la deuxième centrale thermique en importance, qui sera mise en service en 1993, soit la centrale au charbon sur lit fluidisé circulant de Point Aconi, d'une capacité de 165 mégawatts. En outre, nous prévoyons que des unités au charbon supplémentaires seront ajoutées à Point Aconi pour répondre à la demande de base et que des turbines à gaz seront aménagées pour répondre à la demande de pointe pendant la période d'étude.

Une centrale marémotrice de 20 mégawatts fonctionne à Annapolis Royal, mais à cause du coût en capital relativement élevé de ce type de centrale, nous supposons qu'aucune nouvelle centrale marémotrice ne sera construite au cours de la période d'étude.

En Nouvelle-Écosse, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 296 gigawattheures en 1989, soit environ 3,3 % du total provincial. La majeure partie de cette électricité a été produite par l'industrie forestière. Nous prévoyons que la production d'électricité par des producteurs autres que les services publics augmentera d'environ 79 mégawatts en l'an 2000, dans la foulée de la politique du gouvernement visant à accroître la production d'énergie dans la province. Vers 2010, nous prévoyons que la production d'électricité par les indépendants atteindra environ 750 gigawattheures, soit 4 % de la production totale.

Le commerce de l'électricité entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-

Tableau 5-5

Offre et demande d'électricité en Nouvelle-Écosse

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	8 754	10 375	11 857
Autre demande intérieure	296	400	400
Demande provinciale	**9050**	**10 775**	**12 257**
Ventes à l'extérieur*	341	400	400
Demande totale (GW.h)	**9391**	**11175**	**12657**
Achats **	441	750	750
Production en industrie et autre production autonome	296	400	400
Production des services publics	**8 654**	**10 025**	**11 507**
- hydro-électricité	934	1 064	1 064
- charbon	5 345	8 359	9 605
- nucléaire	0	0	0
- autres	2375	602	838
Offre totale (GW.h)	**9391**	**11175**	**12657**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**2093**	**2 408**	**2 623**
Achats **	0	50	50
Demande de pointe intérieure	1638	1 896	2 135
Demande de pointe du réseau	1638	1 896	2 135
Puissance restante (y compris les achats)	455	562	538
% de pointe du réseau	27,8	29,6	25,2

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Trenton #6	150 MW	(charbon)	1991
Point Aconi #1 LFC	165 MW	(charbon)	1993
Nouvelle turbine à gaz	50 MW	(mazout)	2007
Point Aconi #2	165 MW	(charbon)	2008

Brunswick, sur une base interruptible, se poursuit depuis un certain temps. En moyenne, la Nouvelle-Écosse achète autant d'électricité au Nouveau-Brunswick qu'elle lui en vend. Il s'agit surtout d'énergie d'économie. Nous supposons que ces transactions se maintiendront à un niveau analogue à celui des dernières années.

Nouveau-Brunswick

Nous prévoyons que d'ici 2010, la demande intérieure au Nouveau-Brunswick, qui était d'environ 13,6 térawattheures en 1989, passera à 18,7 térawattheures. Cela se traduit par un taux de croissance annuel moyen de la charge d'environ 1,5 %.

Tableau 5-6

Offre et demande d'électricité au Nouveau-Brunswick

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	12 614	15 695	17 757
Autre demande intérieure	952	975	975
Demande provinciale	**13566**	**16 670**	**18 732**
Ventes à l'extérieur*	6 559	3 406	2 828
Demande totale (GW.h)	**20125**	**20076**	**21560**
Achats **	2561	450	450
Production en industrie et autre production autonome	952	975	975
Production des services publics	**16 612**	**18 651**	**20 135**
- hydro-électricité	2 194	2 576	2 576
- charbon	1 864	5 893	5 893
- nucléaire	5269	4 728	4 728
- autres	7285	5 454	6 938
Offre totale (GW.h)	**20125**	**20076**	**21560**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**3193**	**4 133**	**4 723**
Achats **	350	0	0
Demande de pointe intérieure	2250	2 715	3 071
Demande de pointe du réseau	2637	3 292	3 548
Puissance restante (y compris les achats)	906	841	1175
% de pointe du réseau	34,4	25,5	33,1

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Mill Bank # 1-4	400 MW	(mazout)	1991
Sainte Rose	100 MW	(mazout)	1992
Belledune # 1	440 MW	(charbon)	1994
Nouvelle turbine à gaz	150 MW	(mazout)	2007
Belledune # 2	440 MW	(charbon)	2010

Il existe au Nouveau-Brunswick une centrale thermique au mazout de 1 000 mégawatts à Coleson Cove qui sera exploitée pour répondre aux besoins énergétiques du service public après que la production des centrales de base au charbon et à l'uranium aura été utilisée. Nous prévoyons également que les centrales thermiques du Nouveau-Brunswick seront alimentées avec du charbon de sources diverses, y compris les charbons bitumineux canadiens et étrangers, ou encore une émulsion d'eau et de bitume importée du Venezuela et appelée «Orimulsion» qui sera utilisée à la centrale au charbon Dalhousie. Lorsque la centrale de 440 MW à Belledune sera mise en service en 1994, nous prévoyons que le Nouveau-Brunswick accroîtra sa production d'électricité au moyen de turbines à gaz, qui répondront à la demande de pointe, et de nouvelles centrales au charbon de 440 MW à Belledune, qui fourniront la charge de base du service public. Le plan de développement du Nouveau-Brunswick comprend aussi des turbines à gaz d'une capacité totale de 500 MW à Millbank et St. Rose qui devraient entrer en service vers 1992; le Québec en achètera 400 MW en vertu d'un contrat à long terme.

Pour se conformer aux exigences des ententes fédérales-provinciales sur les pluies acides ainsi qu'aux normes fédérales et provinciales pertinentes en matière de qualité de l'air, le Nouveau-Brunswick entend installer des épurateurs sur toutes ses nouvelles centrales alimentées par des combustibles fossiles et utiliser du charbon à faible teneur en soufre dans certaines usines existantes.

Actuellement, le Nouveau-Brunswick a une capacité de production qui se répartit comme suit : thermique au mazout, 46 %; hydro-électricité, 27 %; nucléaire,

19 %[1], et thermique au charbon, 8 %.

Les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 812 gigawattheures en 1989, soit quelque 6 % de la demande provinciale. La majeure partie de cette électricité a été produite par des centrales hydro-électriques appartenant à des sociétés forestières. Nous prévoyons que la production d'électricité par les producteurs privés augmentera de façon modeste au cours de la période d'étude, en raison principalement de l'utilisation accrue des déchets ligneux. Vers 2010, nous prévoyons que la production d'électricité par les producteurs autres que les services publics totalisera 835 gigawattheures, soit environ 5 % de la production totale.

Le Québec est une source importante d'électricité pour le Nouveau-Brunswick, grâce à l'interconnexion entre ces deux provinces d'une capacité d'environ 1 000 mégawatts. Le Nouveau-Brunswick utilise cette interconnexion principalement pour des achats d'énergie interruptible. La majeure partie de cette énergie est utilisée pour remplacer celle qui est produite, au Nouveau-Brunswick, au moyen de combustibles fossiles. Toutefois, en coopération avec le Québec, une partie de l'électricité ainsi achetée, ainsi qu'une partie de l'excédent d'énergie hydro-électrique et thermique du Nouveau-Brunswick, sont vendues, selon une formule interruptible, à la Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et à la Nouvelle-Angleterre. Les achats d'énergie interruptible du Québec devraient être limités à court terme, compte tenu de la baisse des excédents d'énergie hydro-électrique prévus pour le réseau québécois et de l'accès accru du Québec aux marchés américains plus intéressants, où le coût des sources d'énergie de remplacement est plus élevé qu'au Nouveau-Brunswick. Il est cependant probable que le Nouveau-Brunswick sera à nouveau un acheteur important d'énergie interruptible quand le complex hydro-électrique de Grande Baleine entrera en service au début des années 2000.

Nous prévoyons que le Nouveau-Brunswick continuera de vendre de l'énergie interruptible à la Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard. Nous prévoyons également que le Nouveau-Brunswick vendra de petits blocs de puissance et d'énergie garanties produites par certaines centrales à l'Île-du-Prince-Édouard, à mesure que les charges augmenteront dans cette province.

Pointe-Lepreau 1, la seule centrale nucléaire du Nouveau-Brunswick, peut produire 635 mégawatts, dont environ 230 mégawatts sont réservés aux exportations garanties jusqu'en 1994. Le Nouveau-Brunswick pourrait construire une seconde centrale nucléaire à Pointe-Lepreau, mais il a hésité à le faire jusqu'à présent, en raison des importants risques financiers initiaux que présente ce projet. Par conséquent, nous n'avons pas tenu compte de cette possibilité dans notre étude. Cependant, nous avons présumé que les contrats de participation proportionnelle de la centrale Pointe-Lepreau 1 avec les services publics de la Nouvelle-Angleterre seront renégociés à leur expiration en 1994.

Québec

En 1989, la demande intérieure du Québec a été de 163,5 térawattheures dont environ 16 % ont été fournis par les achats d'énergie produite à Churchill Falls, au Labrador. Dans le scénario de référence, on prévoit que cette charge passera à 226,4 térawattheures en 2010, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de la charge de 1,6 %. À l'heure actuelle, la capacité de production d'électricité au Québec se répartit comme suit : hydro-électricité, 94 %; thermique au mazout, 4 %; et électronucléaire, 2 %.

Dans son plan de développement[2] récemment publié, Hydro-Québec a indiqué qu'elle avait adopté le principe du développement durable et que sa première contribution à cet objectif consistait à encourager les économies d'énergie afin de ralentir la croissance de la demande. Ce service public vise des économies d'énergie considérables et des réductions de la demande de pointe qui seront accompagnées d'une tarification reflétant le coût de l'offre de façon à promouvoir une consommation rationnelle de l'énergie. Nos projections de la demande tiennent compte de ces stratégies, lesquelles devraient avoir pour effet de réduire la charge de pointe annuelle de façon appréciable, à un niveau inférieur à celui qui aurait été normalement atteint.

Au Québec, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 17,5 térawattheures en 1989, soit environ 10,7 % de la demande provinciale. La majeure partie de cette électricité provenait des centrales hydro-électriques appartenant à des alumineries. Il y a également des possibilités restreintes de production privée (petites centrales

1 Il s'agit de la centrale nucléaire Pointe-Lepreau de 635 mégawatts. Le pourcentage indiqué comprend une partie de l'électricité exportée vers la Nouvelle-Angleterre jusqu'en 1994.

2 Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, Horizon 1999, mars 1990.

hydro-électriques, production mixte et incinération des déchets municipaux), mais nous ne prévoyons pas que la production d'électricité par les producteurs privés et indépendants augmentera de beaucoup au Québec. D'ici 2010, nous prévoyons que cette production atteindra environ 21,5 térawattheures, soit presque 10 % de la production totale.

Le Québec dispose de vastes réservoirs et peut régler sa production hydro-électrique pour compenser les fluctuations des précipitations saisonnières et annuelles. Il peut ainsi répondre à ses propres charges, tout en disposant d'une importante souplesse opérationnelle qui lui permet de vendre de l'électricité aux réseaux voisins lorsque les prix sont les plus intéressants, ce qui maximise la valeur de cette énergie pour le Québec.

Conformément à son plan de développement[1], Hydro-Québec devrait, au cours de la décennie en cours, achever son projet d'aménagement au complexe La Grande afin de satisfaire ses charges provinciales croissantes et respecter ses contrats garantis avec l'extérieur d'ici l'an 2000. Après quoi la première des centrales hydro-électriques du complexe Grande Baleine devrait entrer en service, suivie de l'aménagement du plan d'eau Nottaway-Broadback-Rupert. Le plan de développement de la production que nous avons retenu dans cette étude comporte aussi les approvisionnements nécessaires à l'appui des exportations de puissance et d'énergie garanties à long terme de 3 500 MW, incluant les ventes estivales saisonnières de 800 MW

1 Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, Horizon 1999, mars 1990.

Tableau 5-7

Offre et demande d'électricité au Québec

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	141 888	170 471	203 292
Autre demande intérieure	21636	23100	23100
Demande provinciale	**163524**	**193 571**	**226 392**
Ventes à l'extérieur*	8 436	23850	26900
Demande totale (GW.h)	**171960**	**217421**	**253292**
Achats **	26399	34840	39584
Production en industrie et autre production autonome	21636	23100	23100
Production des services publics	**123 925**	**159 481**	**190 608**
- hydro-électricité	117 381	153 890	183 756
- charbon	0	0	0
- nucléaire	4820	5 101	5 101
- autres	1724	490	1 751
Offre totale (GW.h)	**171960**	**217421**	**253292**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**24985**	**30 970**	**38 250**
Achats **	5100	6162	7294
Demande de pointe intérieure	26337	31 060	36 764
Demande de pointe du réseau	27132	32 566	39 520
Puissance restante (y compris les achats)	2953	4566	6024
% de pointe du réseau	10,9	14,0	15,2

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Iles De La Madeleine	57 MW	(diesel)	1990
Hart Jaunes	48 MW	(hydro)	1991
LG-2A	1902 MW	(hydro)	1991-1992
Roues Manic 5	230 MW	(hydro)	1993
Brisay	380 MW	(hydro)	1993
LA-1	820 MW	(hydro)	1994
LG-1	1308 MW	(hydro)	1994-1995
LA-2	270 MW	(hydro)	1998
Eastmain-1	470 MW	(hydro)	1999
Nouvelles turbines à gaz	300 MW	(mazout)	2000
Grande Baleine 1,2,3	3060 MW	(hydro)	2001-2003
Manic-3 P.A.	270 MW	(hydro)	2004
Manic-2 P.A.	374 MW	(hydro)	2005
Manic-1 P.A.	191 MW	(hydro)	2006
Sainte Marguerite	800 MW	(hydro)	2006
NBR 1,2,3,4	8400 MW	(hydro)	2007- - - -

à "New York Power Authority" (voir la section 5.2). Nous prévoyons également que le Québec construira des lignes de transport additionnelles et procédera à l'amélioration de son réseau de transport, afin que sa fiabilité soit conforme aux critères du "North American Electric Reliability Council".

Il se peut, cependant, que la stratégie d'approvisionnement d'Hydro-Québec soit affectée par les examens environnementaux annoncés.

Au Canada, le Québec a d'importantes interconnexions avec Terre-Neuve et le Labrador, le Nouveau-Brunswick et l'Ontario. Nous prévoyons que les achats faits à Churchill Falls, au Labrador, se poursuivront conformément aux termes du contrat. Les ventes au Nouveau-Brunswick se sont presque toujours déroulées à la limite de la capacité physique des interconnexions. Nous prévoyons que cette situation persistera jusqu'au début des années 1990. Par la suite, les ventes varieront en fonction des excédents disponibles au Québec. Comme nous l'avons mentionné précédemment, nous incluons un accord d'achats garantis d'une durée de 20 ans avec le Nouveau-Brunswick pour une capacité de pointe maximale de 400 MW à compter de 1992.

Le volume actuel des ventes d'énergie interruptible à l'Ontario est modeste et, selon nous, cette tendance se maintiendra avec l'épuisement des surplus du Québec et la mise en service de la centrale nucléaire ontarienne Darlington. Pour le Québec, l'Ontario est un marché moins lucratif que les États-Unis pour les ventes d'énergie d'économie parce que l'Ontario dispose de centrales nucléaires et d'usines thermiques au charbon à haut rendement.

Ontario

Nous prévoyons que d'ici 2010, la demande intérieure d'électricité passera à 202,8 térawattheures, alors qu'elle était de 147,5 térawattheures en 1989. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,5 %.

En 1989, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 4,4 térawattheures d'électricité, soit 3 % de la demande provinciale. La majeure partie de cette électricité provenait de centrales hydro-électriques relativement petites, mais une partie importante et croissante a été produite à partir de combustibles fossiles et de sous-produits combustibles. Dans le cadre de l'examen de ses options d'approvisionnement[1], l'Ontario a envisagé la possibilité de recourir davantage aux producteurs indépendants. Ces producteurs comprennent les producteurs mixtes industriels, les services d'électricité privés et municipaux, et les particuliers. Nous supposons que ces producteurs fourniront une capacité additionnelle d'environ 1 400 mégawatts d'ici 2010. Nous prévoyons que vers 2010, les producteurs autres que les services publics produiront environ 14,8 térawattheures, soit 7 % de la production totale.

La capacité de production de l'Ontario se répartit actuellement comme suit : nucléaire, 34 %; thermique au charbon, 30 %; hydro-électricité, 24 %; et gaz naturel, mazout et autres sources, 12 %.

Nous prévoyons que les quatre unités de la centrale nucléaire Darlington (3 524 mégawatts en tout) seront achevées en 1992, comme prévu. Après Darlington, et toujours dans le cadre des options de développement à l'étude, nous supposons que l'Ontario adoptera une stratégie mixte d'approvisionnement en électricité qui comprend les éléments décrits ci-après :

- Un programme de gestion de la demande comportant les mesures suivantes :

  - amélioration du rendement électrique par le recours à diverses technologies (par ex. amélioration du niveau d'isolation des maisons nouvelles et existantes, pompes thermiques, contrôle amélioré des conditions ambiantes dans les édifices commerciaux, et appareils d'éclairage à haut rendement);

  - réduction de la demande aux heures de pointe en encourageant les clients à reporter une partie de leur consommation d'électricité aux heures creuses et en offrant des tarifs différentiés dans le temps (par exemple en fournissant des stimulants d'ordre économique aux consommateurs industriels), et contrôle direct de la demande des clients, avec leur approbation, au moyen, par exemple, de dispositifs qui ferment les chauffe-eau pendant des périodes de temps choisies;

  - contrats d'énergie interruptible qui autorisent le service public à couper l'alimentation électrique au besoin. Les clients participants reçoivent des factures moins élevées en contrepartie d'une fiabilité moindre.

1 «Providing The Balance of Power Ontario Hydro's Plan to serve customers' electricity needs» - 1990.

D'après les représentants d'Ontario Hydro, ce programme de gestion de la demande devrait permettre de réduire d'environ 3 500 mégawatts la demande de pointe d'ici l'an 2000.

- L'Ontario construira et redéveloppera plusieurs centrales hydro-électriques de petite et de moyenne taille en plus d'installer des turbines à gaz et de nouvelles centrales nucléaires, selon les besoins, au début du siècle prochain. Nous prévoyons que les tubes de force des centrales nucléaires Pickering et Bruce seront remplacés au cours de la période d'étude. Nous prévoyons également que l'Ontario dotera plusieurs de ses centrales thermiques au charbon de dispositifs de désulfuration (épurateurs), ce qui permettra d'intensifier leur utilisation tout en respectant les normes plus strictes en matière d'émission de gaz acides, récemment imposées par la province. En outre, nous prévoyons que l'Ontario respectera les limites établies conformément à l'Entente Canada-Ontario concernant un programme de réduction des émissions de dioxyde de soufre et qu'elle contribuera à la réalisation des objectifs fédéraux : le maintien, aux niveaux de 1990, des émissions de CO_2 en l'an 2000.

- L'Ontario continuera d'encourager les producteurs indépendants ainsi que les entreprises privées et les services publics municipaux à produire de l'électricité. Selon nous, les producteurs indépendants ont actuellement une capacité de production de quelque 200 mégawatts interconnectés au réseau de transport et de distribution

Tableau 5-8

Offre et demande d'électricité en Ontario

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	141 670	164 044	195 345
Autre demande intérieure	5822	7477	7477
Demande provinciale	**147492**	**171 521**	**202 822**
Ventes à l'extérieur*	4 405	7 612	7 202
Demande totale (GW.h)	**151897**	**179133**	**210024**
Achats **	10383	11386	17113
Production en industrie et autre production autonome	5822	7477	7477
Production des services publics	**135 692**	**160 270**	**185 434**
- hydro-électricité	35 135	35 321	39 030
- charbon	33 775	29 987	42 383
- nucléaire	65261	94 949	103 453
- autres	1521	13	568
Offre totale (GW.h)	**151897**	**179133**	**210024**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**28091**	**31 490**	**36 304**
Achats **	84	1388	2449
Demande de pointe intérieure	24135	26 871	31 976
Demande de pointe du réseau	24182	26 873	31 978
Puissance restante (y compris les achats)	3993	6005	6775
% de pointe du réseau	16,5	22,3	21,2

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Darlington A #1-2	1762 MW	(nucléaire)	1990
Darlington A #3	881 MW	(nucléaire)	1991
Darlington A #4	881 MW	(nucléaire)	1992
Little Jackfish	130 MW	(hydro)	2004
Gibson+Big Chute	15 MW	(hydro)	2004
Complexe Mattagami	379 MW	(hydro)	2004-2005
Nouvelles turbines à gaz	336 MW	(gaz)	2004
Niagara - réaménagement	550 MW	(hydro)	2005
Nouvelles turbines à gaz	336 MW	(gaz)	2006
Complexe Abitibi	932 MW	(hydro)	2006-2007
Nouvelle centrale nucléaire-1	881 MW	(nucléaire)	2008
Nouvelle centrale nucléaire-2	881 MW	(nucléaire)	2009
Nouvelle centrale nucléaire-3	881 MW	(nucléaire)	2010

provincial. En 2010, cette capacité de production devrait s'établir à quelque 1 400 mégawatts et l'électricité produite vendue au service public provincial.

En tout cas, d'ici à ce que la Commission des évaluations environnementales de l'Ontario ait complété l'examen public qu'elle entreprend, il est difficile de déterminer quelle stratégie d'approvisionnement Ontario Hydro adoptera.

Manitoba

En 1989, la demande intérieure d'électricité au Manitoba était de 17,6 térawattheures. D'ici 2010, cette demande devrait passer à 21,7 térawattheures, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de la charge d'environ 1 %.

Tableau 5-9

Offre et demande d'électricité au Manitoba

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	17 569	19 396	21 614
Autre demande intérieure	69	85	85
Demande provinciale	**17638**	**19 481**	**21 699**
Ventes à l'extérieur*	3 758	11194	13417
Demande totale (GW.h)	**21396**	**30675**	**35116**
Achats **	2572	1111	101
Production en industrie et autre production autonome	69	85	85
Production des services publics	**18 755**	**29 479**	**34 930**
- hydro-électricité	18 300	29 463	34 930
- charbon	435	16	0
- nucléaire	0	0	0
- autres	20	0	0
Offre totale (GW.h)	**21396**	**30675**	**35116**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**3953**	**5 804**	**6 235**
Achats **	300	500	500
Demande de pointe intérieure	3399	3 690	4 045
Demande de pointe du réseau	3511	4 590	5 545
Puissance restante (y compris les achats)	742	1714	1190
% de pointe du réseau	21,1	37,3	21,5

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Limestone	1280 MW	(hydro)	1990-1992
Conawapa	1230 MW	(hydro)	1999-2001
Wuskwatim	352 MW	(hydro)	2010-2011

En 1989, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit environ 69 gigawattheures, la majeure partie de cette électricité provenant de centrales hydro-électriques. Comme l'électricité produite par le service public du Manitoba ne coûte pas cher, nous ne prévoyons pas que les producteurs autres que les services publics prendront de l'importance au Manitoba pendant la période d'étude.

La capacité de production du Manitoba se répartit actuellement comme suit : hydro-électricité, 88 %; thermique au charbon, 9 %; et le reste est assuré principalement par le carburant diesel, le mazout léger et le gaz naturel. Conformément au plan de développement de Manitoba-Hydro, nous prévoyons que le Manitoba continuera de mettre en valeur ses ressources hydro-électriques abondantes pour satisfaire les charges prévues et respecter les engagements fermes. Aux fins de la vente garantie à long terme de 1 000 mégawatts à l'Ontario, il mettra en service la centrale hydro-électrique Conawapa située sur le fleuve Nelson ainsi qu'une interconnexion de 1 500 mégawatts avec Ontario Hydro en l'an 2000.

Saskatchewan

Nous prévoyons qu'en 2010, la demande intérieure en Saskatchewan passera à 15,5 térawattheures. En 1989, elle était de 13,6 térawattheures. Ces projections correspondent à un taux de croissance annuel moyen d'environ 0,6 %.

En Saskatchewan, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit environ 395 gigawattheures en 1989 soit un peu moins de 3 % de la production totale de la province. Exception faite de l'achat de 40 MW de la

Tableau 5-10

Offre et demande d'électricité en Saskatchewan

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	13 230	14 060	15 054
Autre demande intérieure	395	405	405
Demande provinciale	**13625**	**14 465**	**15 459**
Ventes à l'extérieur*	1 202	1 208	208
Demande totale (GW.h)	**14827**	**15673**	**15667**
Achats **	1336	1365	1365
Production en industrie et autre production autonome	395	405	405
Production des services publics	**13 096**	**13 903**	**13 897**
- hydro-électricité	2 832	3 795	3 795
- charbon	9 804	10 052	10 080
- nucléaire	0	0	0
- autres	460	56	22
Offre totale (GW.h)	**14827**	**15673**	**15667**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**2617**	**2 897**	**3 177**
Achats **	225	265	265
Demande de pointe intérieure	2423	2 494	2 669
Demande de pointe du réseau	2423	2 494	2 669
Puissance restante (y compris les achats)	419	668	773
% de pointe du réseau	17,3	26,8	29,0

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Shand # 1	280 MW	(charbon)	1992
Shand # 2	280 MW	(charbon)	2007

centrale hydro-électrique Athabasca (appartenant à des producteurs indépendants) qui devrait entrer en service en 1995, nous n'avons présumé aucune production supplémentaire importante par des entreprises autres que les services publics pendant la période d'étude. Nous prévoyons que d'ici 2010, les producteurs autres que les services publics fourniront 490 gigawattheures, soit plus de 3 % de la production totale.

La Saskatchewan est, dans une large mesure, autosuffisante sur les plans de la puissance et de l'énergie. Elle se contente de transactions modestes avec le Manitoba, l'Alberta et les États-Unis. En 1987, la Saskatchewan et l'Alberta ont terminé la construction d'une nouvelle interconnexion haute tension à courant continu, dont la capacité utilisable est d'environ 110 mégawatts. Elle fournira à la Saskatchewan l'équivalent d'une réserve de 100 mégawatts environ, et donnera aux services publics des deux provinces la possibilité de faire des échanges d'économie et d'autres types de transaction.

La capacité de production de la province se répartit actuellement comme suit : thermique au charbon, 58 %; hydro-électricité, 31 %; gaz naturel, carburant diesel et mazout léger, 11 %. Comme la Saskatchewan a d'importantes ressources de charbon, nous supposons que de nouvelles centrales thermiques au charbon seront construites en fonction des besoins de la province, comme la centrale Shand 1 dont la construction devrait se terminer en 1992. Nous supposons également que les besoins de pointe seront satisfaits par une combinaison d'achats extra-provinciaux et de production d'électricité par des centrales dotées de turbines au gaz naturel.

Alberta

La demande intérieure en Alberta a été de 41,2 térawattheures en 1989. Nous prévoyons qu'elle atteindra 55,6 térawattheures en 2010, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,4 %.

La capacité de production actuelle de l'Alberta se répartit comme suit : thermique au charbon, 67 %; thermique au gaz, 21 %; hydro-électricité, 11 %; mazout et autres, 1 %.

En 1989, les producteurs autres que les services publics ont produit 3,5 térawattheures, soit environ 8 % de la production totale de la province. Cette électricité a été produite principalement par la combustion de gaz naturel et de sous-produits combustibles. D'après les prévisions de "Alberta Energy Resources Conservation Board", nous supposons que d'ici 2010, les producteurs industriels et

Tableau 5-11

Offre et demande d'électricité en Alberta

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	37 708	42 974	48 347
Autre demande intérieure	3468	6226	7297
Demande provinciale	**41176**	**49 200**	**55 644**
Ventes à l'extérieur*	2 519	2 490	2 290
Demande totale (GW.h)	**43695**	**51690**	**57934**
Achats **	261	325	325
Production en industrie et autre production autonome	3468	6226	7297
Production des services publics	**39 966**	**45 139**	**50 312**
- hydro-électricité	1 598	1 636	1 636
- charbon	34 087	41 381	45 837
- nucléaire	0	0	0
- autres	4281	2 122	2 839
Offre totale (GW.h)	**43695**	**51690**	**57934**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**6929**	**7 603**	**8 580**
Achats **	425	525	525
Demande de pointe intérieure	5686	6 379	7 177
Demande de pointe du réseau	5686	6 379	7 177
Puissance restante (y compris les achats)	1668	1749	1928
% de pointe du réseau	29,3	27,4	26,9

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Sheerness # 2	383 MW	(charbon)	1990
Medicine Hat cycle combiné	34 MW	(gaz)	1993
Genesee # 1	406 MW	(charbon)	1995
Medicine Hat cycle combiné	30 MW	(gaz)	1996
Nouvelle turbine à gaz	100 MW	(gaz)	1999
Nouvelle turbine à gaz	200 MW	(gaz)	2000
Nouvelle turbine à gaz	100 MW	(gaz)	2001
Centrale au charbon #1	375 MW	(charbon)	2002
Centrale au charbon #2	375 MW	(charbon)	2003
Nouvelle turbine à gaz	100 MW	(gaz)	2004
Nouvelle turbine à gaz	100 MW	(gaz)	2005
Nouvelle turbine à gaz	100 MW	(gaz)	2006
Centrale au charbon #3	375 MW	(charbon)	2008

privés auront augmenté leur capacité d'environ 55,7 mégawatts. À ce moment-là, nous prévoyons que les producteurs autres que les services publics fourniront environ 7,3 térawattheures, soit quelque 13 % de la production totale.

Nous avons présumé que l'Alberta prendra quelques mesures de gestion de la demande afin de réduire les besoins en capacité supplémentaire. Cependant, compte tenu du facteur de charge global élevé de cette province, nous voyons peu de possibilités de réduire la charge de pointe par report d'une partie de la consommation d'électricité aux heures creuses.

D'après nos projections de la charge et compte tenu de la mise en service, à Medicine Hat, de deux centrales de 17 mégawatts et d'une centrale de 30 mégawatts au gaz à cycle combiné en 1993 et 1996 respectivement, ainsi que de la mise en service de la centrale thermique au charbon Genessee 1 de 400 mégawatts en 1995, l'Alberta n'aura pas besoin de capacité de base additionnelle avant le début du XXI^{e} siècle. Comme l'Alberta a d'abondantes ressources en charbon, dont l'extraction est peu coûteuse, nous supposons que toutes les nouvelles grandes centrales fonctionneront au charbon et seront du type et de la taille des centrales Genessee. Nous prévoyons aussi que les nouveaux besoins en capacité de pointe seront satisfaits par les centrales dotées de turbines au gaz naturel.

L'interconnexion haute tension entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, dont la capacité de transfert nominale est de quelque 800 MW, permet d'exploiter le réseau thermique de l'Alberta et le réseau hydraulique de la Colombie-Britannique de façon coordonnée et complémentaire, et

les deux provinces en tirent des avantages sur les plans de l'économie et de la fiabilité. Comme nous l'avons souligné à la section 5.2.1, le réseau électrique albertain s'avère un complément idéal du réseau hydro-électrique de la Colombie-Britannique qui se caractérise par sa variabilité saisonnière et annuelle.

Colombie-Britannique

En 1989, la demande intérieure d'électricité en Colombie-Britannique a été de 55,9 térawattheures. Nous prévoyons qu'elle atteindra 74,3 térawattheures en 2010, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,4 %.

La capacité actuelle de production de la Colombie-Britannique se répartit comme suit : hydro-électricité, environ 87 %; gaz naturel, 9 %; et mazout et autres combustibles, 4 %.

En 1989, les producteurs autres que les services publics ont produit 12,2 térawattheures d'électricité, soit environ 22 % de la demande totale de la province. Cette électricité a été produite en grande partie par les centrales hydro-électriques des alumineries. À la lumière des contrats convenus entre B.C. Hydro et le secteur privé, nous prévoyons qu'en 2010, la production d'électricité par les producteurs autres que les services publics atteindra environ 17,2 térawattheures, soit environ 23 % de la production totale.

La Colombie-Britannique possède d'abondantes ressources hydro-électriques non encore exploitées, mais dans son plan publié de développement des ressources électriques[1], elle envisage d'utiliser différentes options pour satisfaire ses besoins intérieurs futurs. Voici les mesures que nous avons retenues dans notre plan de développement pour la Colombie-Britannique :

- le programme Power Smart qui vise à freiner la croissance de la demande en incitant les clients à utiliser l'électricité de façon plus efficace;
- le programme Resource Smart qui vise à assurer une utilisation économique intégrale de la capacité et de l'énergie potentielles des centrales existantes;
- des mesures de coordination et des contrats d'achat avec d'autres services publics ou des industries plus grosses capables de produire de l'électricité pour exploiter leurs

1 «BC Hydro 1990 Electricity Plan, A Perspective of Supply and Demand Options - May 1990».

Tableau 5-12

Offre et demande d'électricité en Colombie-Britannique

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	42 919	49 850	60 108
Autre demande intérieure	12993	14200	14200
Demande provinciale	**55912**	**64 050**	**74 308**
Ventes à l'extérieur*	6 343	6 300	6 300
Demande totale (GW.h)	**62255**	**70350**	**80608**
Achats **	4501	9066	10566
Production en industrie et autre production autonome	12993	14200	14200
Production des services publics	**44 761**	**47 084**	**55 842**
- hydro-électricité	39 973	46 491	53 298
- charbon	0	0	0
- nucléaire	0	0	0
- autres	4788	593	2 544
Offre totale (GW.h)	**62255**	**70350**	**80608**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**10610**	**10 610**	**12 025**
Achats **	0	1116	1616
Demande de pointe intérieure	7350	8 173	9 814
Demande de pointe du réseau	7460	9 023	10 664
Puissance restante (y compris les achats)	3150	2703	2977
% de pointe du réseau	42,2	30,0	27,9

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.
(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Keenleyside	240 MW	(hydro)	2003
Peace Site C	900 MW	(hydro)	2004-2005
Murphy Creek	275MW	(hydro)	2009-2010

réseaux respectifs, en collaboration avec B.C. Hydro, pour le bénéfice des deux parties;

- les avantages d'aval en puissance et en énergie, associés au traité du fleuve Columbia, qui reviennent au Canada et dont la Colombie-Britannique profitera à compter de 1998, sur une base graduelle. Nous avons présumé que la C.-B. récupérera ses droits, ce qui pourrait ajouter environ 480 gigawattheures en 1998 et jusqu'à environ 4 700 gigawattheures en 2005 à ses approvisionnements en électricité;

- encouragement de la production par le secteur privé dans le but de satisfaire une partie des besoins intérieurs et de la demande à l'exportation. Dans nos projections, nous avons inclus les projets suivants annoncés par les producteurs indépendants :

  - mise en service, prévue pour 1993, d'une centrale thermique alimentée par des déchets ligneux, d'une capacité de 55 mégawatts, à Williams Lake, par N.W. Energy;

  - mise en service, prévue pour 1994, de la centrale au gaz naturel McMahon de 105 mégawatts, par Westcoast Energy;

  - mise en service, prévue pour 1994, de la centrale hydro-électrique Mamquam de 50 mégawatts, par Northern Utility;

  - augmentation de 300 mégawatts de la capacité de la centrale hydro-électrique Kemano appartenant à Alcan; les travaux d'agrandissement devraient être achevés en 1995.

Nous prévoyons que la Colombie-Britannique aura besoin de nouvelles capacités de production au début du siècle prochain vu la croissance projetée de la demande. Nous supposons que la mise en valeur des ressources hydro-électriques reprendra à ce moment-là avec la construction des centrales hydro-électriques Keenleyside de 240 mégawatts et Peace Site C de 900 mégawatts.

Yukon

En 1989, la demande d'électricité au Yukon a été de 440 gigawattheures. Nous prévoyons qu'elle atteindra 566 gigawattheures en 2010, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,2 %.

En 1989, 92 % de la capacité de production étaient d'origine hydro-électrique et fournis par des

Tableau 5-13

Offre et demande d'électricité au Yukon

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	440	487	566
Autre demande intérieure	0	0	0
Demande provinciale	440	487	566
Ventes à l'extérieur*	0	0	0
Demande totale (GW.h)	440	487	566
Achats **	0	0	0
Production en industrie et autre production autonome	0	0	0
Production des services publics	440	487	566
- hydro-électricité	405	393	400
- charbon	0	0	0
- nucléaire	0	0	0
- autres	35	94	166
Offre totale (GW.h)	440	487	566
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	122	129	150
Achats **	0	0	0
Demande de pointe intérieure	79	96	111
Demande de pointe du réseau	79	96	111
Puissance restante (y compris les achats)	43	33	39
% de pointe du réseau	54,4	34,4	35,1

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.

(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Nouvelle turbine à gaz	7 MW	(diesel)	1999
Nouvelle turbine à gaz	7 MW	(diesel)	2003
Nouvelle turbine à gaz	7 MW	(diesel)	2006
Nouvelle turbine à gaz	7 MW	(diesel)	2010

centrales essentiellement concentrées à Whitehorse. Bien qu'il semble y avoir de la place pour d'autres projets hydro-électriques ou éoliens de faible capacité, nous supposons que les centrales qui seront aménagées dans les endroits isolés utiliseront le diesel. Une partie importante de la capacité de réserve offerte par les groupes diesel sert à assurer une sécurité d'approvisionnement suffisante pour les collectivités isolées, pendant le long hiver boréal.

Territoires du Nord-Ouest

En 1989, la demande d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest a totalisé 559 gigawattheures. Nous prévoyons qu'elle atteindra environ 775 gigawattheures en 2010, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 1,6 %.

Les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit environ 106 gigawattheures, soit environ 21 % de la consommation territoriale en 1989. Par suite de la fermeture de mines, cette production a enregistré une baisse à 26 gigawattheures en 1990. Nous supposons qu'aucune centrale ne sera construite par ces producteurs pendant la période d'étude.

La capacité de production d'électricité des Territoires du Nord-Ouest est assurée à environ 76 % par des groupes diesel et à 24 % par des centrales hydro-électriques, mais ce sont ces dernières qui ont fourni environ 46 % de la production en 1989. Ce déséquilibre apparent s'explique ici aussi, comme au Yukon, par le fait qu'une grande partie de la production hydro-électrique se trouve concentrée aux abords de la capitale, Yellowknife, le reste du territoire dépendant surtout des groupes électrogènes au diesel. Nous supposons que toutes les nouvelles centrales seront alimentées en carburant diesel, bien que les projets hydro-électriques et éoliens de petite taille puissent jouer un certain rôle, comme au Yukon.

Tableau 5-14

Offre et demande d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest

	1989	2000	2010
Sommaire-énergie (GW.h)			
Demande intérieure - services publics	443	635	749
Autre demande intérieure	116	26	26
Demande provinciale	**559**	**661**	**775**
Ventes à l'extérieur*	0	0	0
Demande totale (GW.h)	**559**	**661**	**775**
Achats **	0	0	0
Production en industrie et autre production autonome	116	26	26
Production des services publics	**443**	**635**	**749**
- hydro-électricité	233	280	280
- charbon	0	0	0
- nucléaire	0	0	0
- autres	210	355	469
Offre totale (GW.h)	**559**	**661**	**775**
Sommaire-puissance (MW)			
Puissance disponible - services publics	**156**	**156**	**177**
Achats **	0	0	0
Demande de pointe intérieure	80	115	136
Demande de pointe du réseau	80	115	136
Puissance restante (y compris les achats)	76	41	41
% de pointe du réseau	95,0	35,7	30,1

Notes: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
(*)Les "ventes à l'extérieur" englobent les ventes interprovinciales et les exportations.
(**)Englobent les achats auprés de producteurs indépendants et les achats à l'extérieur de la province.

Calendrier des grands projets

Projet			Date approximative de mise en service
Nouvelle turbine à gaz	7 MW	(diesel)	2003
Nouvelle turbine à gaz	7 MW	(diesel)	2006
Nouvelle turbine à gaz	7 MW	(diesel)	2008

5.4 Commerce d'énergie interruptible et commerce global

Exportations interruptibles

Outre le commerce d'électricité garanti, les services publics interconnectés canadiens et américains procèdent à des échanges et réalisent des ventes d'énergie électrique, généralement interruptibles, conformément à leurs accords d'interconnexion bilatéraux, et ce, pour optimiser et coordonner l'exploitation de leurs réseaux et en tirer des avantages mutuels sur les plans de l'économie, de l'environnement et de la fiabilité.

L'existence d'énergie interruptible excédentaire est inhérente aux réseaux de production d'électricité, qu'ils soient hydro-électriques,

thermiques ou mixtes. Dans un réseau hydro-électrique, les additions à la capacité de production dépendent de l'hydraulicité fiable des rivières, tandis que la production réelle dépend de l'hydraulicité réelle des rivières, qui est en moyenne plus élevée. Il en résulte des excédents périodiques. Dans un réseau thermique, la disponibilité des centrales thermiques est habituellement plus élevée que le facteur de charge du réseau. Par conséquent, ces centrales peuvent produire des excédents qui peuvent être vendus si l'acheteur et le vendeur y trouvent profit.

L'analyse du commerce de l'énergie interruptible entre le Canada et les États-Unis révèle que les services publics canadiens qui produisent principalement de l'hydro-électricité, de l'électricité thermique au charbon et nucléaire ont des coûts de production de beaucoup inférieurs à ceux des services publics américains voisins qui dépendent davantage de l'électricité thermique au mazout et au charbon. Par conséquent, les échanges d'énergie se sont faits en général du Canada vers les États-Unis. Cependant, on a observé une tendance inverse ces dernières années pour diverses raisons (indiquées à la section 5.2).

Nous prévoyons que les exportations interruptibles augmenteront avec la mise en service de nouvelles centrales et le retour aux moyennes à long terme des niveaux de précipitations. Les exportations d'énergie interruptible - qui totalisaient environ 7,8 térawattheures en 1990 (47 % des exportations totales) - devraient se chiffrer à quelque 15,0 térawattheures en 2010, soit environ 32 % des exportations brutes totales qui devraient atteindre quelque 47 térawattheures cette année-là.

Commerce international global

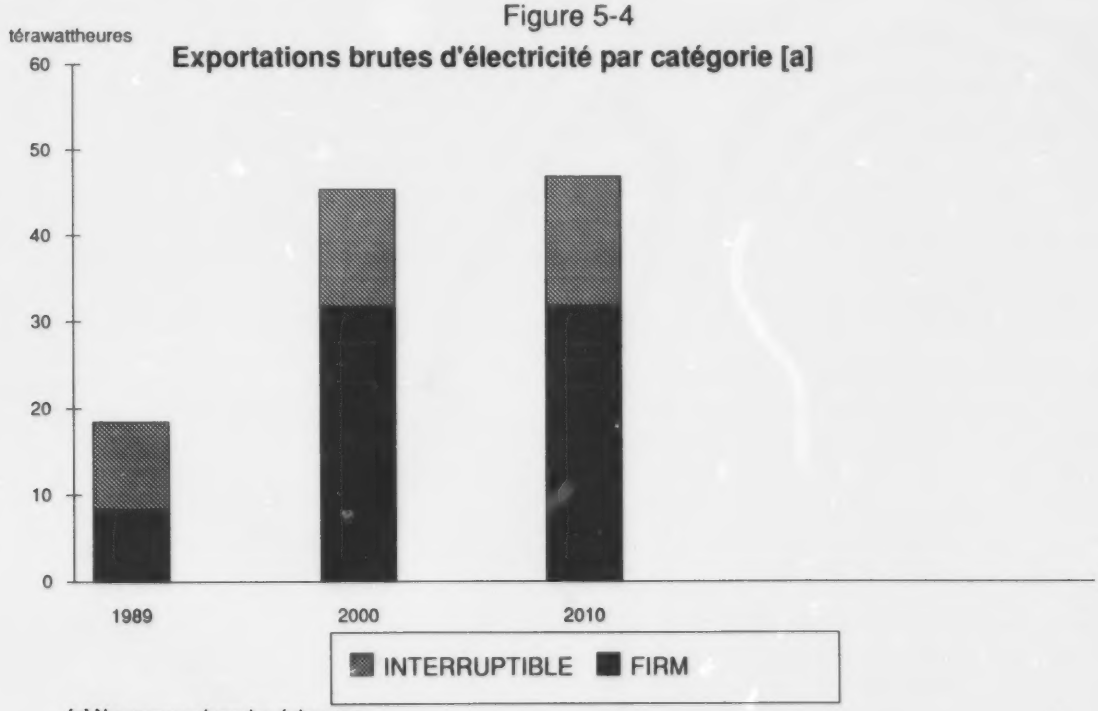
Les exportations brutes totales, qui comprennent les ventes garanties et interruptibles, ont atteint un sommet historique de 44 térawattheures en 1987 pour fléchir à 18 térawattheures en 1989. Si les augmentations des exportations garanties et interruptibles prévues ci-dessus se concrétisent, les exportations brutes totales du Canada devraient passer à environ 45 térawattheures en l'an 2000 et à quelque 47 térawattheures en 2010 (voir les figures 5-4 et 5-5 et le tableau 5-15).

Commerce interprovincial d'énergie interruptible

Outre le commerce interprovincial garanti dont il est question à la section 5.2.2, les services publics interconnectés canadiens procèdent à des échanges et réalisent des ventes d'électricité générale-

Figure 5-4

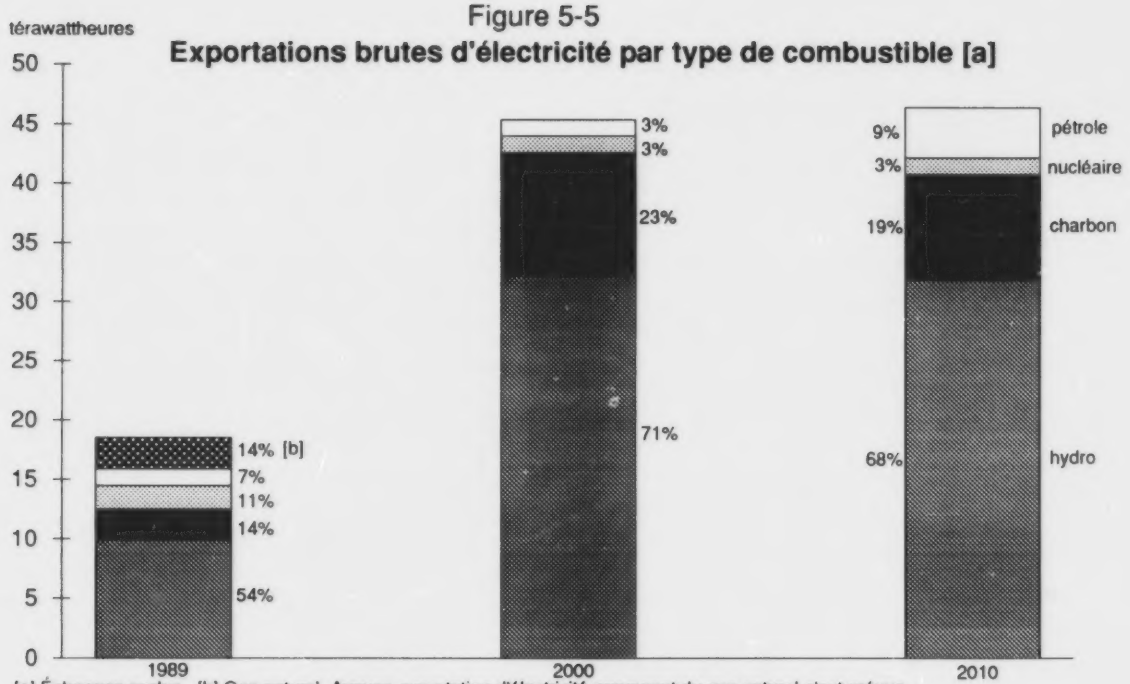
Exportations brutes d'électricité par catégorie [a]



[a] Ne comprend pas les échanges.

Figure 5-5

Exportations brutes d'électricité par type de combustible [a]



[a] Échanges exclus. [b] Gaz naturel. Aucune exportation d'électricité provenant du gaz naturel n'est prévue.
Source: tableau A5-6 en annexe

Tableau 5-15

Exportations brutes d'électricité par province

(térawattheures) [a]

	1989	2000	2010
Nouveau-Brusnwick	4,5	2,6	1,9
Québec	5,7	22,9	26,0
Ontario	2,7	7,5	7,2
Manitoba	1,2	5,9	5,3
Saskatchewan	0,0 *	0,0 *	0,0 *
Colombie-Britannique	4,4	6,4	6,4
Total - Canada	**18,5**	**45,3**	**46,8**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Échanges exclus
*Moins de 0,1

ment interruptibles, selon les modalités de leurs accords d'interconnexion bilatéraux, et ce, pour les raisons déjà mentionnées. Comme le but visé par ces services publics est de maximiser la rentabilité de leur interconnexion, nous avons présumé, aux fins de nos projections du commerce, qu'en général les excédents seront écoulés sur le marché le plus lucratif, qui est typiquement le marché de l'exportation, étant donné que les coûts de production sont plus élevés aux États-Unis. Les ventes interruptibles sur le marché de l'exportation devraient donc généralement l'emporter sur les ventes interprovinciales. Les transactions interruptibles interprovinciales devraient donc se maintenir au niveau actuel, exception faite des deux cas suivants :

- Pour Terre-Neuve, nous supposons que la production de la centrale hydro-électrique de Gull Island, au Labrador, excédentaire aux besoins de Terre-Neuve sera vendue au Québec. Les deux provinces seront donc appelées à conclure un accord approprié concernant ces surplus énergétiques.

- L'Alberta cherche activement de nouveaux marchés pour son électricité thermique au charbon. Elle pourrait accroître ses échanges commerciaux avec les États-Unis soit en collaboration avec la Colombie-Britannique, soit par elle-même au moyen de nouvelles interconnexions. Nous prévoyons qu'un maximum de 2 500 gigawattheures d'énergie thermique au charbon de l'Alberta seront vendus à la Colombie-Britannique, où ils seront utilisés soit pour répondre à la demande intérieure, soit pour l'exportation. Ces transferts pourraient s'accroître si les exportations de la Colombie-Britannique s'avéraient supérieures à nos projections.

Commerce interprovincial global

En 1989, le commerce interprovincial brut total, incluant les ventes garanties et interruptibles, a représenté 36,2 térawattheures. Compte tenu des échanges projetés entre

d'une part, le Manitoba et l'Ontario, et d'autre part, le Labrador et le Québec, nous estimons que le commerce interprovincial brut total augmentera à 44,1 térawattheures en l'an 2000 et à 50,5 térawattheures en 2010.

5.5 Incidences sur la capacité additionnelle de production nationale et les besoins en ressources énergétiques

Les incidences des analyses provinciales, faites ci-dessus, de l'évolution de la capacité de production nationale d'électricité sont résumées au tableau 5-16 et à la figure 5-6. Nous prévoyons que la puissance disponible à la pointe passera d'environ 103,7 gigawatts en 1989 à quelque 121,3 gigawatts en l'an 2000.[1] Vers 2010, la capacité totale sera d'environ 140,8 gigawatts.

Même si nous prévoyons une augmentation annuelle de la demande relativement faible, soit 1,3 % en moyenne, cette augmentation représente en termes absolus une capacité additionnelle moyenne de presque 1,2 gigawatt par année. Au Québec et en Ontario, les besoins augmenteront à un rythme équivalent à environ la capacité d'une centrale nucléaire du type de Darlington (880 mégawatts) par périodes de deux ans et de trois respectivement, d'ici la fin de la période d'étude. Comme nous l'avons souligné précédemment, nous avons prévu une croissance globale de la demande d'électricité moins importante que celle escomptée par les services publics. Par conséquent, nous projetons la construction de nouvelles centrales à des dates ultérieures à celles indiquées dans les plans de développement des services publics.

Tableau 5-16
Offre et demande d'électricité au Canada

	1989	2000	2010
puissance disponible (MW)[a]	103719	121265	140847
demande de pointe intérieure[b]	82489	92692	107257
demande de pointe du réseau[c]	88933	101509	118956
puissance restante	14786	19756	21891
% de pointe intérieure	17	19	18
Capacité de production par type de combustible (MW) [d]			
hydroélectricité	57470	66275	78602
charbon	16954	18793	20018
nucléaire	11229	14528	16560
mazout	5502	5521	5654
gaz naturel	2522	2779	2845
autres	3516	5231	6798
production d'électricité (TW.h)	483	585	671
hydroélectricité	288	359	411
charbon	86	96	114
nucléaire	75	105	113
mazout	17	9	13
gaz naturel	14	12	16
autres	3	4	4
consommation intérieure (TW.h)	**473**	**543**	**630**
exportations brutes	**18,5**	**45,3**	**46,8**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] La puissance disponible indiquée dans le tableau comprend les achats de puissance.
[b] Ces chiffres sont la somme des demandes de pointe provinciales, qui ne sont pas qui ne sont pas nécessairement des pointes coïncidentes. Dans cette mesure, la puissance restante et le pourcentage des valeurs de pointe des réseaux peuvent être comprises comme s'appliquant à l'ensemble du pays.
[c] La demande totale de pointe des réseaux comprend la demande de pointe intérieure pour Terre-Neuve plutôt que la demande de pointe du réseau à cause des grosses ventes au Québec, car autrement il y aurait eu double
[d] Il est à noter que cela ne comprend pas les achats de puissance.

En 1989, l'hydro-électricité représentait environ 60 % de toute la production d'électricité au Canada, le nucléaire environ 15 %, et les combustibles fossiles, principalement le charbon, les 25 % restants. Nous prévoyons que les ressources hydro-électriques demeureront la principale source de production d'électricité même si dans certaines provinces, le charbon sera la source la plus importante (figure 5-7). La production totale canadienne a été de 483,8 térawattheures en 1989 et elle devrait atteindre 687,5 térawattheures en 2010.

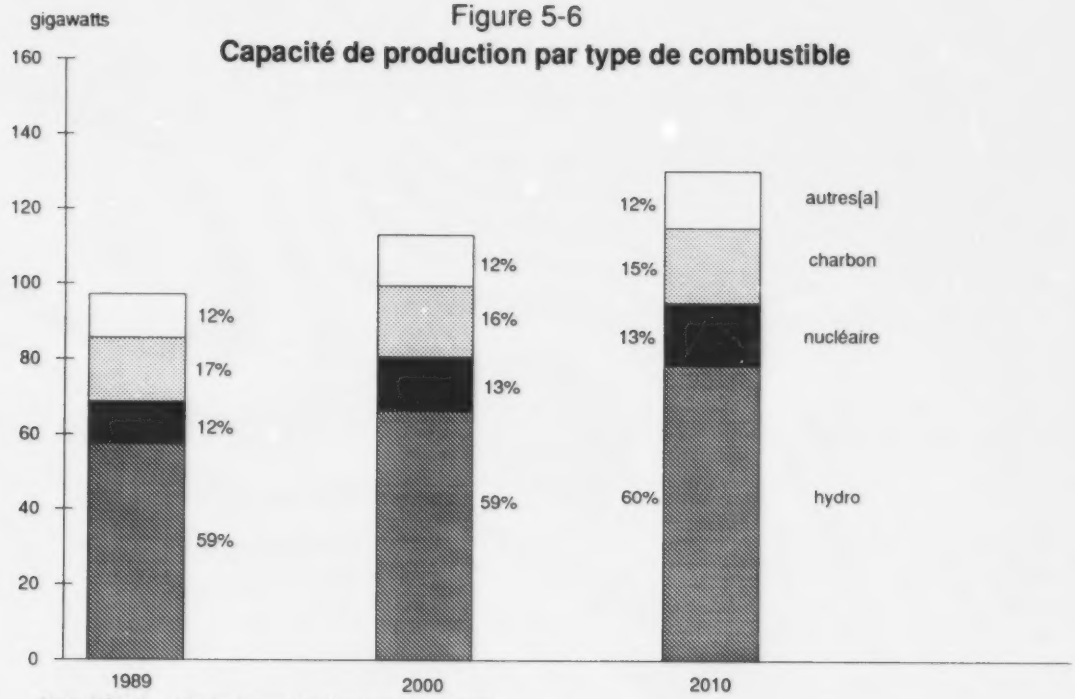
Hydro-électricité

En 1989, les centrales hydro-électriques ont produit 287,7 térawattheures, soit environ 59 % de la production totale. D'ici 2010, on

1 Cette capacité comprend les crédits de réserve associés aux interconnexions, qui peuvent être utilisés pour faire face aux charges de pointe.

Figure 5-6

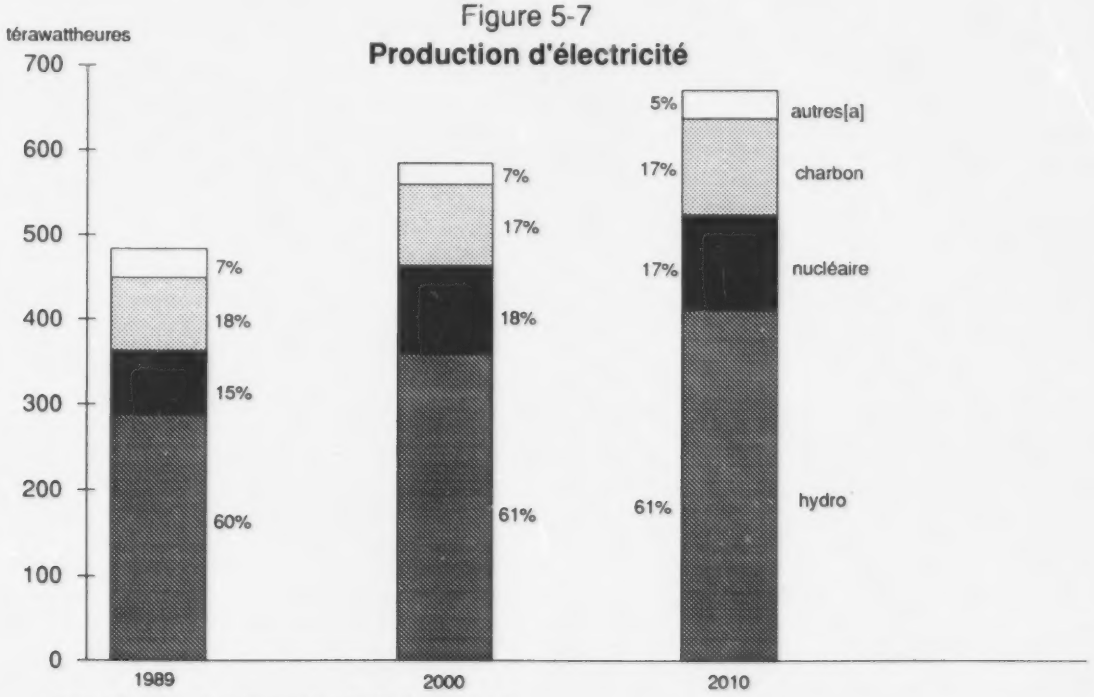
Capacité de production par type de combustible



Nota: [a] Inclus principalement le pétrole et gaz naturel.

Figure 5-7

Production d'électricité



Nota: [a] Inclus principalement le pétrole et gaz naturel.

s'attend qu'elle atteigne 412,4 térawattheures, soit environ 60 % de la production totale. Cette production est équivalente à 1 485[1] pétajoules d'énergie primaire si l'on utilise la méthode du rendement énergétique[2].

Charbon

En 1989, environ 85,6 térawattheures d'électricité ont été produits grâce au charbon, soit environ 18 % de la production d'électricité au Canada. Pour produire cette électricité, 966 pétajoules d'énergie provenant du charbon ont été requis.

Nous prévoyons que la production des centrales au charbon diminuera au début des années 1990 puis augmentera pour atteindre 123,5 térawattheures d'ici 2010, ce qui représentera environ 18 % de la production totale d'électricité en 2010. Pour assurer une telle production, il faudra environ 1 350[1] pétajoules d'énergie provenant du charbon.

Uranium

En 1989, les centrales nucléaires ont produit environ 75,4 térawattheures, soit quelque 16 % de la production totale d'électricité. Le contenu en énergie primaire de l'uranium utilisé pour produire cette électricité a été d'environ 912 pétajoules.

Nous prévoyons que la production des centrales nucléaires atteindra environ 113,3 térawattheures en 2010. Cela représente environ 17 % de la production totale d'électricité en 2010 et il faudra utiliser environ 1 371 pétajoules d'énergie provenant de l'uranium.[3]

Pétrole

Les centrales thermiques au mazout se trouvent pour la plupart dans les Maritimes. Suite au choc pétrolier des années 1970, des mesures concertées ont été prises pour convertir bon nombre de ces centrales au charbon et, en 1989, seulement quelque 16,9 térawattheures ont été produits à partir du mazout, ce qui représente environ 4 % de la production totale. Il a fallu environ 177[1] pétajoules d'énergie provenant du mazout pour produire cette électricité.

Nous prévoyons que la production d'électricité des centrales thermiques au mazout chutera à 13,6 térawattheures d'ici 2010, ce qui représentera environ 2 % de la production totale d'électricité prévue pour 2010 et nécessitera environ 137[1] pétajoules d'énergie provenant du mazout.

Gaz naturel

En 1989, le gaz naturel a permis de produire 14,9 térawattheures d'électricité, soit environ 3 % de la production totale d'électricité. À cette fin, il a fallu utiliser 146[1] pétajoules d'énergie provenant du gaz naturel.

Nous prévoyons que le gaz naturel servira à la production de 20,3 térawattheures d'électricité, soit quelque 3 % de la production totale d'électricité en 2010. À cette fin, il faudra environ 177[1] pétajoules d'énergie provenant du gaz naturel.

La capacité de production à partir du gaz naturel devrait plus que doubler d'ici 2010, par rapport au niveau de 1989 qui était d'environ 3,2 gigawatts; la production d'électricité à partir du gaz naturel augmentera moins rapidement, étant entendu que les centrales alimentées au gaz ne sont pas censées être utilisées comme centrales de base.

Autres

Au cours de la période d'étude, l'électricité produite par d'autres

---

1 Ces projections reflètent nos vues à propos des combustibles utilisées pour produire de l'électricité; elles incluent tous les combustibles nécessaires pour répondre à la demande d'électricité, y inclus la composante "énergie non livrée" de la demande, qui fait partie intégrante de tout modèle probabiliste de production d'énergie. Ces projections finales diffèrent légèrement des projections utilisées dans d'autres chapitres et dans les tableaux des annexes correspondantes, qui n'incluent pas cet ajustement.

2 Comme aucun combustible n'entre dans la production d'hydro-électricité, il y a deux façons de calculer l'énergie primaire associée à ce type d'électricité.
- Nous pouvons définir son énergie primaire comme étant l'énergie produite au barrage. Selon cette méthode, l'énergie primaire associée à la production d'hydro-électricité serait égale au contenu énergétique de la production de la centrale, soit 3,6 pétajoules par térawattheure. Nous appelons ce mode de calcul la méthode du rendement énergétique.
- Une seconde méthode est fréquemment utilisée, en particulier lorsqu'il s'agit de comparer l'utilisation de l'énergie dans divers pays. Cette méthode (appelée la méthode d'équivalence des combustibles fossiles) suppose que la quantité d'énergie primaire associée à l'hydro-électricité est la quantité qui serait nécessaire si l'on utilisait des combustibles fossiles. Dans cette méthode, on utilise un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par térawattheure, étant donné que les méthodes de production d'électricité au moyen des combustibles fossiles ont, en moyenne, un coefficient de rendement d'environ 33 %. Avec cette seconde méthode, la quantité d'énergie primaire attribuée à l'hydro-électricité sera beaucoup plus grande que la quantité d'électricité produite. Toutefois, cette méthode ne convient pas pour le Canada. Nous disposons d'abondantes ressources hydro-électriques et nous ne remplacerons pas notre hydro-électricité par de l'électricité produite à partir des combustibles fossiles. Par conséquent, nous utilisons dans le présent rapport la méthode du rendement énergétique.

3 Le contenu énergétique de l'électricité nucléaire est converti en pétajoules au moyen d'un facteur de 12,1 PJ/TW.h.

sources représentera moins de 1 % de la production annuelle globale. Cette catégorie comprend les déchets de bois, la liqueur noire, le gaz de cokéfaction et le gaz de haut fourneau, d'autres sources comme la biomasse et les sous-produits de combustibles fossiles, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Ces diverses ressources seront de plus en plus utilisées au cours de la période d'étude, mais leur apport global à la production d'énergie demeurera limité, sauf dans les régions isolées où elles pourraient jouer un rôle important.

5.6 Conclusions

Nos projections de l'accroissement de la capacité de production d'électricité reposent sur notre analyse des perspectives de croissance de la demande, lesquelles dépendent du rythme et des caractéristiques de la croissance économique, des prix de l'énergie et du rapport existant entre les prix des sources d'énergie rivales, de l'ampleur des changements technologiques ainsi que du rythme auquel les nouvelles technologies sont adoptées.

Notre analyse de ces variables nous amène à conclure qu'au cours de la période d'étude, le taux de croissance moyen de la demande d'énergie électrique sera peu élevé, soit 1,5 % par année. Comme nous l'avons souligné, cette estimation est fort hypothétique. D'autres analystes, dont bon nombre de services publics, prévoient une hausse beaucoup plus élevée de la demande intérieure. De plus forts taux de croissance de la demande intérieure et des exportations garanties d'électricité nécessiteront des additions plus substantielles à la capacité de production au début de la période d'étude.

À la lumière des engagements déjà pris et de notre étude des plans des services publics et des marchés américains, nous prévoyons que les exportations garanties d'électricité passeront de 18 térawattheures en 1990 à environ 47 térawattheures en 2010. Outre les exportations garanties, le Canada exporte de l'électricité selon une formule interruptible, en tenant compte d'une part, de la capacité de production et d'autre part, de la demande des marchés intérieurs et des marchés d'exportation.

D'après les résultats de notre analyse, les échanges interruptibles à court terme se compareront à ceux du milieu et de la fin des années 1980 car la croissance de la capacité de production et le retour à des niveaux de précipitations plus normaux entraîneront une baisse des importations interruptibles du Canada et une hausse des exportations interruptibles. À long terme, les exportations se feront de plus en plus sur une base garantie.

À la figure 5-8, nous comparons les exportations d'électricité projetées dans notre scénario de référence avec les projections figurant dans notre rapport de 1988.

- Les conditions qui ont présidé aux projections présentées dans nos deux rapports sont très différentes. Avant 1988, le régime de précipitations a été normal en général, et le niveau élevé des exportations enregistré en 1986 (la dernière année de données historiques figurant dans le rapport de 1988) s'explique par les exportations d'hydro-électricité du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique. Après 1988, nombre de régions du Canada ont connu un temps particulièrement sec pendant plusieurs années, et la croissance de la demande intérieure a été plus rapide que prévu. Les exportations ont donc fléchi de façon appréciable, notamment dans le cas des réseaux hydro-électriques canadiens.

- Pour 1995, nous prévoyons que les exportations d'électricité dépasseront de beaucoup les niveaux prévus antérieurement. Elles devraient totaliser 50 térawattheures comparativement à 35 et 42 térawattheures pour les scénarios élevé et bas de 1988 respectivement. Cet écart s'explique par le fait que dans le rapport de 1988, nos projections de l'offre et de la demande épousaient étroitement celles des services publics provinciaux. Dans la présente étude, cependant, nos projections de l'offre jusqu'en 1995 tiennent compte des projets de construction de nouvelles centrales déjà entrepris, mais nos projections de la demande sont généralement moins élevées. C'est pourquoi nous prévoyons que des excédents d'énergie interruptible plus importants pourront être exportés.

- Pour la période de 1995 à 2010, les profils d'exportation sont semblables car nous n'avons pas changé de point de vue quant aux perspectives à long terme du commerce canado-américain de l'électricité.

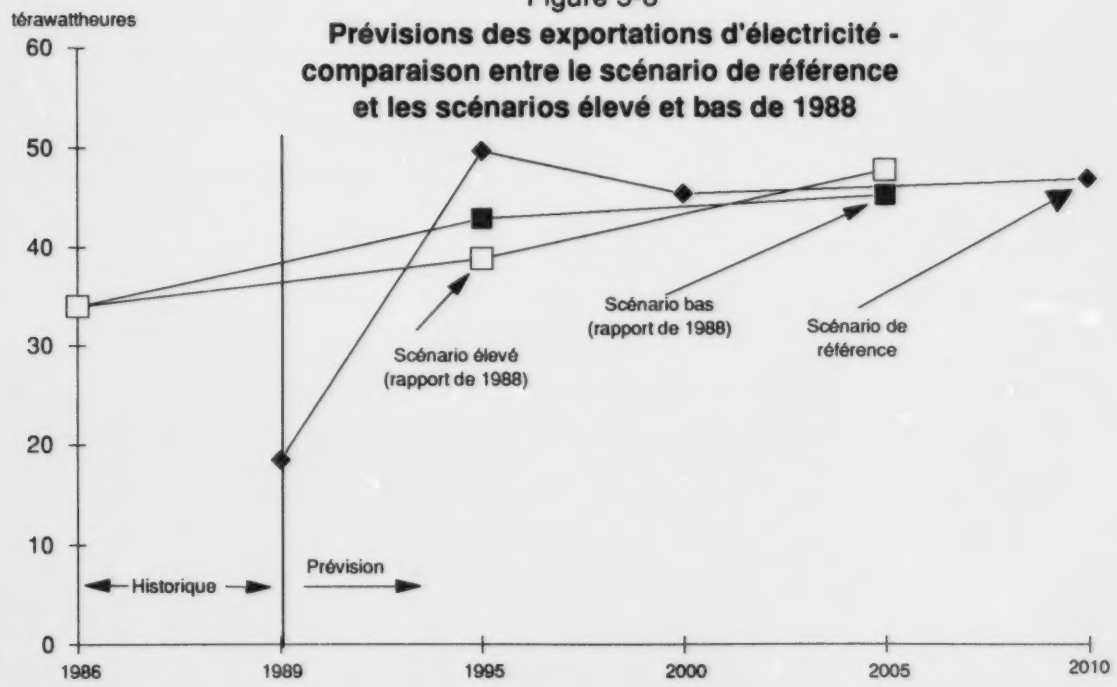
Notre analyse nous pousse à conclure que nous devrons encore compter sur nos sources de production classiques telles que les centrales hydro-électriques, les centrales nucléaires et les centrales au charbon pour répondre à l'essentiel de la

demande malgré la croissance de sources de production telles que les producteurs indépendants et en dépit des programmes de gestion de la demande. Même si nous prévoyons un taux de croissance de la charge relativement faible, les besoins en nouvelles installations nécessiteront la mise en place d'un vaste programme de construction, quoique plus modeste que celui présentement élaboré par les services publics provinciaux.

À l'heure actuelle, les services publics doivent tenir compte de nombreux facteurs qui rendent le processus d'élaboration des plans de développement plus complexe qu'il y a quelques années seulement. Dans certaines provinces, notamment en Ontario et en Colombie-Britannique, des processus d'examen public de la réglementation ont été mis en place ou sont appliqués, et leur objectif est l'élaboration d'un ensemble de politiques provinciales visant à orienter les services publics d'électricité vers des formules d'approvisionnement acceptables sur le plan de la protection de l'environnement. Les services publics doivent envisager non seulement le recours aux sources classiques - aux grandes centrales assorties de coûts d'immobilisations élevés et de longs délais de construction - mais aussi se tourner vers des modes d'approvisionnement plus souples, exigeant moins d'investissements et comportant des délais plus courts, et vers de nouveaux moyens de production et de conservation de l'électricité. On a réalisé des progrès considérables en ce sens en encourageant la production indépendante et l'adoption de programmes de gestion de la demande. Dans nos projections de l'offre et de la demande, nous avons tenu compte de ces initiatives dans la mesure où les plans sont connus.

En ce qui a trait au commerce interprovincial, le Manitoba s'apprête à vendre des volumes importants d'électricité à l'Ontario sur une longue période en devançant la construction de la centrale hydroélectrique Conawapa, et le Nouveau-Brunswick entend vendre de la capacité de pointe au Québec en devançant la construction de centrales munies de turbines à gaz, ce qui reflète l'intérêt croissant de quelques provinces à l'égard du commerce interprovincial générant des bénéfices mutuels. Ces possibilités, jumelées à l'apport éventuel des producteurs indépendants, élargissent la gamme des sources d'approvisionnement vers lesquelles les services publics peuvent se tourner.

Figure 5-8
Prévisions des exportations d'électricité - comparaison entre le scénario de référence et les scénarios élevé et bas de 1988



Même si nos projections reposent sur l'hypothèse voulant que la production des services publics soit disponible pour répondre à la demande au moment opportun, les incertitudes entourant la demande et l'offre ainsi que l'incidence des préoccupations environnementales pourraient se répercuter sur l'harmonisation de l'offre et de la demande.

Il est difficile de prévoir la demande avec précision vu l'incertitude inhérente à des variables influant sur celle-ci, par exemple : l'activité économique, l'évolution de la technologie, des choix des consommateurs et de la politique énergétique; les programmes de gestion de la demande, et les contrats à tarifs d'encouragement. Sous-estimer la demande future d'électricité peut signifier le recours à court-terme à des sources d'approvisionnement dispendieuses, mais la surestimer peut donner lieu à un excédent de capacité.

En ce qui a trait à l'offre, on établit plus souvent maintenant la capacité nécessaire pour seulement cinq ou six ans à venir vu les grandes incertitudes associées aux projets d'installations comportant de longs délais. Les risques sont de deux ordres : premièrement, les producteurs ne réussiront peut-être pas à atteindre le coût marginal de production le plus bas à long terme et deuxièmement, on ne disposera peut-être pas au moment opportun de la capacité additionnelle nécessaire au maintien de marges de réserve suffisantes.

Les plans de développement de plusieurs provinces ont fait ou font l'objet d'un processus d'examen environnemental comportant des audiences publiques tenues par des organismes provinciaux. Dans d'autres cas, le processus d'examen environnemental approprié reste à déterminer. C'est notamment le cas du Québec, relativement au complexe hydro-électrique de Grande Baleine.

Les facteurs environnementaux associés aux nouvelles sources d'électricité peuvent avoir un impact important non seulement sur le calendrier des projets d'aménagement mais aussi sur l'approbation ou le rejet de ces projets. Le dossier environnemental porte sur une gamme de facteurs socio-économiques en plus d'examiner les répercussions matérielles des travaux d'aménagement sur l'environnement. Dans le cas des nouvelles centrales hydro-électriques, on examine surtout leurs répercussions sur le mode de vie des populations locales, et les incidences de l'inondation des terres sur l'utilisation du territoire, sur les eaux navigables, et sur la faune et la flore. Dans le cas des centrales nucléaires, on se préoccupe surtout de la sécurité publique et de la gestion des déchets nucléaires. Dans le cas des centrales au charbon, c'est la qualité de l'air et le réchauffement global qui retiennent surtout l'attention. Enfin, lorsqu'il s'agit de nouvelles lignes de transport, et notamment de lignes à haut voltage, les questions prioritaires sont les effets des champs électromagnétiques sur la santé et l'altération du paysage.

Chapitre 6

Gaz naturel

Dans ce chapitre, nous décrivons d'abord la démarche adoptée pour déterminer les prix du gaz naturel et le volume des expéditions. En deuxième lieu, nous présentons nos principales hypothèses de base, lesquelles ont trait aux ressources de gaz naturel et aux coûts de l'offre au Canada et aux États-Unis, au réseau de gazoducs et aux droits pipeliniers, aux frais de distribution, àla demande canadienne et à la demande américaine. Nous analysons ensuite les résultats obtenus pour le scénario de référence, y compris les prix après traitement, l'offre et la demande américaines, les exportations et les importations canadiennes, la demande intérieure et les composantes de l'offre intérieure de gaz naturel. En dernier lieu, nous présentons les résultats des tests de sensibilité menés pour les prix du pétrole, les ressources gazières canadiennes, les ressources gazières de l'Amérique du Nord et les coûts filets.

6.1 Démarche adoptée pour prévoir les prix du gaz naturel et les expéditions de gaz

Nos prévisions des prix du gaz naturel reposent sur un grand principe : le Canada fait partie du marché nord-américain du gaz naturel, un marché ouvert, intégré et concurrentiel où les conditions de l'offre et de la demande nord-américaines déterminent les prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Les coûts comparatifs du gaz livré provenant de sources variées déterminent les volumes acheminés de sources particulières vers les marchés. Parmi les volumes en question, il y a le commerce du gaz naturel au travers de la frontière du Canada et des É.U. constitué presque entièrement (mais pas exclusivement) des exportations de gaz naturel du Canada vers les États-Unis. La répartition interrégionale de ces volumes indique la capacité pipelinière dont on peut avoir besoin à long terme.

La figure 6-1 illustre les principes logiques de la tarification et des schémas d'acheminement du gaz; elle mentionne aussi des facteurs déterminants abordés dans le présent chapitre.

Sur le plan de l'**offre**, des hypothèses clés déterminent le coût marginal unitaire du gaz naturel. Les coûts marginaux dépendent des coûts des intrants particuliers (par ex. main-d'oeuvre, et matériel de prospection, de mise en valeur et de traitement) et du taux de découverte[1], lequel est relié au potentiel ultime. Dans notre analyse, nous utilisons une fourchette d'estimations de potentiels ultimes et pour chaque estimation, nous supposons qu'étant donné l'épuisement progressif de la ressource, le taux de découverte diminue, ce qui fait monter les coûts de l'offre. Les innovations technologiques dont nous tenons compte dans nos estimations du coût de l'offre peuvent toutefois freiner, mais pas arrêter, la décroissance des taux et la hausse des coûts. Le forage constitue le principal élément des coûts de prospection et de mise en valeur. Les grandes variables financières sont les taux d'intérêt sur la dette, le rendement des capitaux propres et le ratio de solvabilité à long terme. Le rapport réserves-production influe sur le niveau des coûts de production : plus il est élevé, plus il faut trouver de gaz par unité de production et plus élevé est le coût associé à cette production.

Pour ce qui est de la **demande**, les facteurs déterminants sont l'activité économique, les paramètres démographiques (par ex. la formation de ménages), les combustibles privilégiés (par ex. le combustible le moins polluant utilisé pour la production de l'électricité) et les prix des combustibles concurrents (par ex. le mazout)[2]. Comme le capital-ressources s'épuise au rythme déterminé par la consommation cumulative, le coût de l'offre de gaz augmente, ce qui signifie que le gaz sera produit seulement si les prix à la tête de puits montent suffisamment pour permettre le recouvrement de ces coûts croissants.

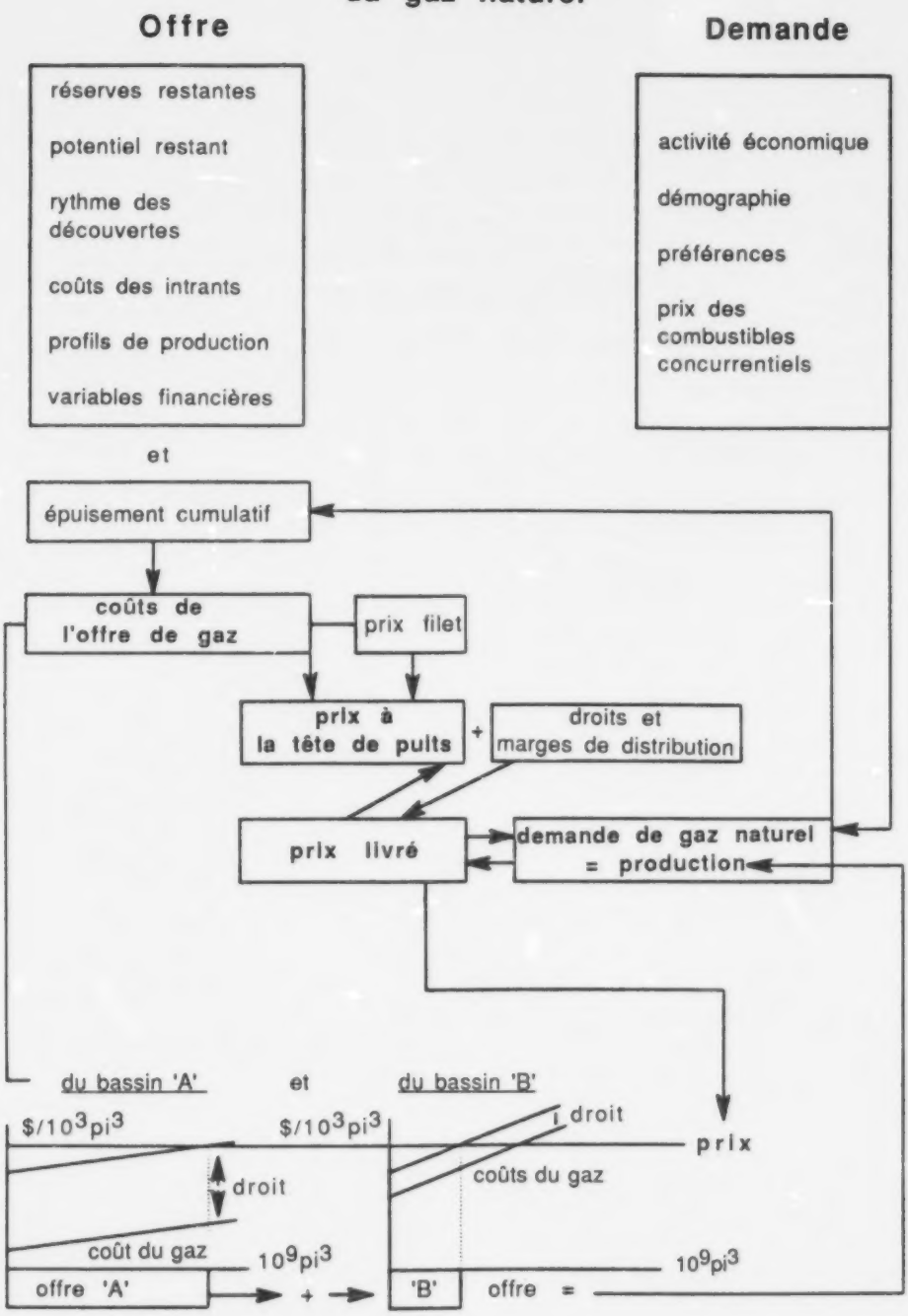
L'un des principaux objectifs de notre analyse est de tracer des courbes de prix du gaz naturel qui aboutissent à l'équilibre de l'offre et de la demande compte tenu des hypothèses posées au sujet des

1 Quantité de gaz découverte par mètre de forage.

2 Pour le Canada, nous avons examiné ces facteurs dans des chapitres précédents. Nous avons aussi besoin d'hypothèses quant à la demande américaine et nous en traitons dans ce chapitre.

Figure 6-1

Analyse du marché nord-américain du gaz naturel



Les coûts relatifs du gaz aux différents bassins et les droits à payer de ces bassins jusqu'à un marché, déterminent la part qu'occupent ces bassins dans le marché et le débit des pipelines.

facteurs déterminants de l'offre et de la demande. La valeur du gaz varie d'un consommateur à l'autre; elle dépend en partie du coût des combustibles de remplacement qui s'offrent àchaque consommateur. Compte tenu de ce fait, et toutes autres choses étant égales, les volumes globaux consommés augmenteront si les prix du gaz baissent, et vice versa. En principe, il y a une quantité de gaz qui serait consommée à un prix juste assez élevé pour permettre la production d'une quantité correspondante. Ce prix est qualifié de prix d'équilibre parce qu'il se situe à un niveau qui fait en sorte que la quantité produite est égale à la quantité consommée. On calcule ce prix d'équilibre au moyen d'un procédé itératif qui permet de trouver des prix successifs qui rétrécissent l'écart entre les volumes demandés et les volumes fournis jusqu'à ce que le marché fixe un prix auquel l'offre et la demande sont à peu près équivalents. Ce prix d'équilibre que l'utilisateur ultime paie est différent du prix payé au producteur puisqu'il comprend les frais de transport et de distribution engagés pour acheminer le gaz de la tête de puits vers l'utilisateur ultime.

L'industrie du gaz naturel présente une caractéristique particulière qui influe sur les prix du gaz dans une certaine mesure : la plupart des analystes croient que le gaz naturel classique est une ressource épuisable dont le coût augmente au rythme de la consommation cumulative jusqu'à ce qu'il atteigne un niveau auquel le gaz d'une autre source ou un autre substitut peut être offert en très grandes quantités par rapport à la consommation. C'est ce qu'on appelle la ressource «filet». La valeur de la ressource filet influe sur les prix à la tête de puits pendant toute la période des prévisions dans la mesure où les propriétaires de la ressource en connaissent la valeur future et en tiennent compte dans leurs décisions quant aux prix et à la production actuels.

Pour déterminer cette valeur, le propriétaire rajuste la quantité qu'il mettra sur le marché de façon qu'il y ait un écart juste assez grand entre le prix du marché et le coût direct de l'offre pour le dédommager du fait qu'il vend le gaz aujourd'hui au lieu de le laisser dans le sol en attendant que sa valeur augmente. Ce profit est appelé couramment «prime d'épuisement» ou «coût d'utilisation». Nous avons retenu le second terme. Le coût de la ressource filet, le temps écoulé jusqu'à l'épuisement des réserves, le taux d'actualisation utilisé et la taille du marché sont les principaux facteurs déterminants du coût d'utilisation. Ces modalités de fixation des prix supposent que les propriétaires de ressources connaissent dans l'ensemble ces valeurs bien à l'avance (nonobstant le fait que les estimations du potentiel ultime et des valeurs filets faites par les analystes diffèrent beaucoup). Le coût d'utilisation, combiné aux coûts directs de production (dont le niveau àun moment quelconque dépend de la consommation cumulative jusqu'à ce moment-là), détermine le prix du marché. (La relation entre le coût d'utilisation et le prix est décrite plus en détail à l'annexe 1).

Si les redevances étaient fondées sur les principes ci-dessus, elles correspondraient au coût d'utilisation établi par le propriétaire de la ressource - au Canada, il s'agit principalement des gouvernements provinciaux - tandis que le producteur obtiendrait un rendement normal sur le capital investi, qui fait partie du coût direct de l'offre.

Cette façon d'établir les prix est sujette à controverse. D'aucuns prétendent que toute la théorie de la tarification fondée sur les ressources épuisables et la prévision de la valeur future est faussée à la base. Les principaux arguments avancés sont les suivants :

- l'épuisement économique de la ressource de gaz naturel est tellement éloigné dans le temps que la question des ressources filets n'est guère pertinente;

- Il existe peu de données fiables sur lesquelles fonder des estimations valables des coûts futurs du gaz naturel et de la ressource filet;

- pour cette raison les propriétaires de ressources ne connaissent pas les valeurs des ressources, les coûts et les conditions du marché futurs, il leur est donc impossible de déterminer la quantité idéale à offrir à un moment quelconque;

- certains facteurs techniques et extra-économiques empêchent les producteurs de rajuster leur offre au niveau économiquement idéal par période de temps, même s'ils savent comment procéder.

Ceux qui partagent ce point de vue jugeraient plus réaliste d'imaginer des propriétaires et des producteurs qui prennent des décisions en matière d'investissements et de production sur un horizon prévisionnel beaucoup plus court, à partir de données incertaines et en fonction d'autres facteurs dont la méthode de la ressource épuisable et des valeurs futures ne tient pas compte aux fins de la tarification.

Ces arguments sont valables, mais ils n'invalident pas le recours à un cadre d'analyse qui prévoit le comportement rationnel du marché à partir d'hypothèses au sujet du

caractère épuisable et de la valeur future des ressources énergétiques. Il serait tout aussi exagéré de prétendre que les décisions en matière d'offre à long terme et la conception des régimes de redevances ne sont pas fondées en partie sur les prévisions au sujet des facteurs déterminants du marché que d'avancer que ces décisions reposent uniquement sur les prévisions en question.

Pour les producteurs, le fait d'investir dans des projets de prospection et d'exploitation comme dans la plupart des autres activités signifie l'engagement de frais de démarrage dans l'espoir de profits futurs. Pour nombre de producteurs, il ne s'agit pas seulement de décider du secteur dans lequel investir, mais d'un engagement plus général et à plus long terme envers l'industrie. Ce type d'engagement suppose normalement une évaluation attentive des possibilités et des risques, laquelle nécessite une certaine prévision des coûts et des avantages. En outre, même dans le cas du gaz dans le sol, les producteurs préfèrent reporter certaines ventes pour le moment dans l'espoir de tirer des profits plus élevés de ventes éventuelles futures. En résumé, nous croyons qu'en général, les producteurs prennent des décisions dans leur intérêt économique en tenant compte des prévisions.

On peut aussi raisonnablement s'attendre à ce que les gouvernements des provinces productrices fixent les redevances en fonction de l'avenir parce que selon eux, le gaz naturel est à la fois une ressource épuisable et un élément important de leur actif économique. Le taux d'imposition qu'ils fixent se répercute sur les rentrées nettes des producteurs, sur le rythme d'épuisement actuel de la ressource, sur la quantité qu'on pourra consommer demain et sur les recettes qu'ils pourront tirer demain des ressources restantes. Selon nous, les gouvernements comprennent généralement que l'offre et la demande influent sur les prix, que le taux d'imposition influe aussi sur l'offre et la demande et qu'une valeur temporelle est associée à la vente de biens.

Si l'on tient pour acquis que l'avenir intéresse à la fois les propriétaires de ressources et les producteurs, on ne peut pas se prononcer aussi clairement sur l'horizon provisionnel qui intéresse chacun d'eux, sur la façon dont ils l'évaluent, sur leur capacité de prévoir les valeurs futures du pétrole et du gaz et sur les autres facteurs susceptibles d'influer sur leurs décisions en matière d'imposition et de production (par ex., les besoins en liquidités à court terme, ou la défense de la part du marché). Actuellement, nos cadres d'analyse sont fortement polarisés : ils illustrent un comportement économique inopportun ou, à l'opposé, un comportement rationnel fondé sur des prévisions précises à long terme. La réalité se situe à quelque part à mi-chemin, comme nous l'avons indiqué précédemment. Nous avons choisi d'illustrer cette réalité en utilisant un cadre qui tient pour acquis le caractère épuisable de la ressource et tient compte de sa valeur future parce qu'il prend en considération certaines variables des décisions à long terme qui semblent se répercuter sur le comportement du marché du gaz.

Cette démarche intègre en un seul cadre de comportement nombre d'éléments de la politique énergétique et de l'analyse du marché énergétique actuels. Par exemple, le cadre politique actuel laisse généralement le marché déterminer l'offre, la demande et les prix; nombre d'analystes de l'industrie sont d'avis que la ressource de gaz naturel a des limites économiques identifiables à long terme - même si les estimations varient beaucoup - et ils établissent des prévisions à long terme des prix du pétrole et du gaz qui tiennent compte des opinions quant aux coûts de l'offre et aux prix du marché à long terme. Un cadre d'analyse reposant sur ces principes est intéressant s'il est utilisé avec prudence, point sur lequel nous nous penchons ci-après.

Nous avons indiqué que les prix des combustibles de remplacement influent sur la demande de gaz naturel et, par ricochet, sur le prix du gaz. Selon quelques observateurs des marchés énergétiques, le prix du pétrole détermine celui du gaz sur une base de parité par dollar canadien le Btu, de sorte que lorsque les prix du pétrole fléchissent, les prix du gaz doivent baisser également sinon le gaz risque de perdre sa part du marché et ce, parce qu'une partie considérable du marché du gaz naturel peut passer du gaz au pétrole et vice versa, notamment aux États-Unis.

Le prix du pétrole influe nécessairement sur le prix du gaz, mais les prix de ces deux combustibles ne doivent pas forcément être équivalents et la modification du prix de l'un n'entraîne pas nécessairement une modification identique de l'autre et ce, pour les raisons suivantes :

- les conditions de l'offre et de la demande sur les marchés des deux combustibles ne sont pas nécessairement les mêmes tant àcourt terme qu'à long terme;

- les contrats peuvent conférer moins de souplesse à nombre d'ententes sur les prix du gaz naturel que cela n'est habituellement le cas du pétrole, qui fait l'objet de contrats de courte durée;

- quand le prix du pétrole change, le prix du gaz peut ne pas changer dans la même mesure; cela dépend de la proportion de la demande apte à passer au pétrole compte tenu de l'échelle de prix et de la période de temps ainsi que de la mesure dans laquelle le coût de l'offre de gaz permet aux producteurs et aux propriétaires des ressources de composer avec des prix du pétrole différents et de maximiser leurs profits.

À l'annexe 2, nous exposons l'aspect technique de cette question.

Outre ces principes généraux présidant à l'établissement des prix, l'industrie du gaz naturel présente des particularités dont nous devons tenir compte pour que l'analyse donne un aperçu utile de l'évolution possible des marchés du gaz. Les voici :

- les régions productrices et consommatrices sont éparpillées sur le continent et ces régions présentent des caractéristiques différentes sur le plan de l'offre et de la demande; et

- les coûts de transport entre les divers points d'expédition et de livraison sont différents.

L'une des fonctions clés du comportement économique d'un marché concurrentiel et l'un des objectifs de nos prévisions consiste à trouver des niveaux de l'offre et de la demande et des schémas d'acheminement qui maximisent les recettes du propriétaire de la ressource tout en minimisant les coûts absorbés par le consommateur et ce, pour un ensemble donné d'hypothèses sous-jacentes.

La partie inférieure de la figure 6-1 indique comment on établit la chaîne d'approvisionnement et le schéma d'acheminement du gaz pour atteindre cet objectif. Dans cette illustration de deux bassins, au niveau de prix indiqué, le bassin «A» dessert le marché avec plus de gaz que le bassin «B» parce que le coût du gaz livré dans le premier cas est moins élevé. Sur cette figure, les coûts du gaz de «A» sont tellement moins élevés que ceux du gaz de «B», que «A» peut assumer les droits pipeliniers beaucoup plus élevés exigibles pour le transport de son gaz sur le marché; sa part du marché est donc plus grande. Ni «A» ni «B» ne peuvent améliorer leur situation, en augmentant ou en diminuant leur offre. C'est cette chaîne d'approvisionnement qui avantage le plus les consommateurs dans la mesure où le prix serait supérieur s'ils achetaient davantage de gaz de «B» et moins de gaz de «A» que ne l'indique la figure 6-1.

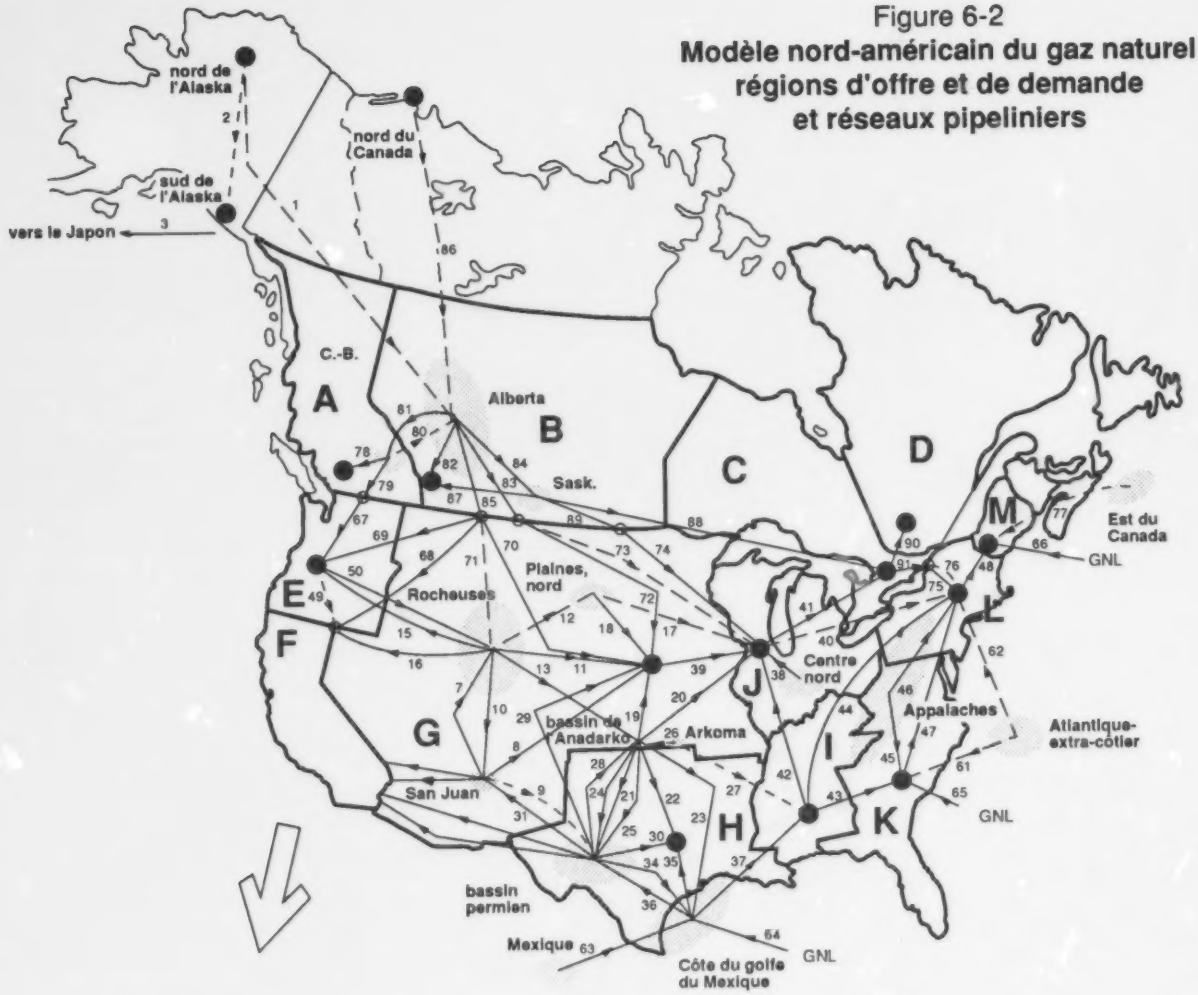
Le marché nord-américain du gaz naturel est très complexe : il compte plusieurs régions d'offre et de demande interreliées par des pipelines. Chacune de ces régions et chacun de ces pipelines possède ses propres caractéristiques physiques et économiques. Par conséquent, toute analyse globale de ce marché qui repose sur suffisamment de données régionales pour être réaliste doit intégrer un nombre considérable de renseignements pour constituer une grille d'analyse cohérente. Sinon, il est tout simplement impossible d'élaborer un ensemble *intégré de façon cohérente* de prévisions reliant les demandes, les offres, les expéditions et les prix. Pour y arriver, nous avons utilisé le modèle «*North American Regional Gas*» (NARG), propriété de *Decision Focus Inc.*, et d'autres modèles de l'offre et de la demande de l'ONE. La figure 6-2 illustre la grille d'analyse NARG.

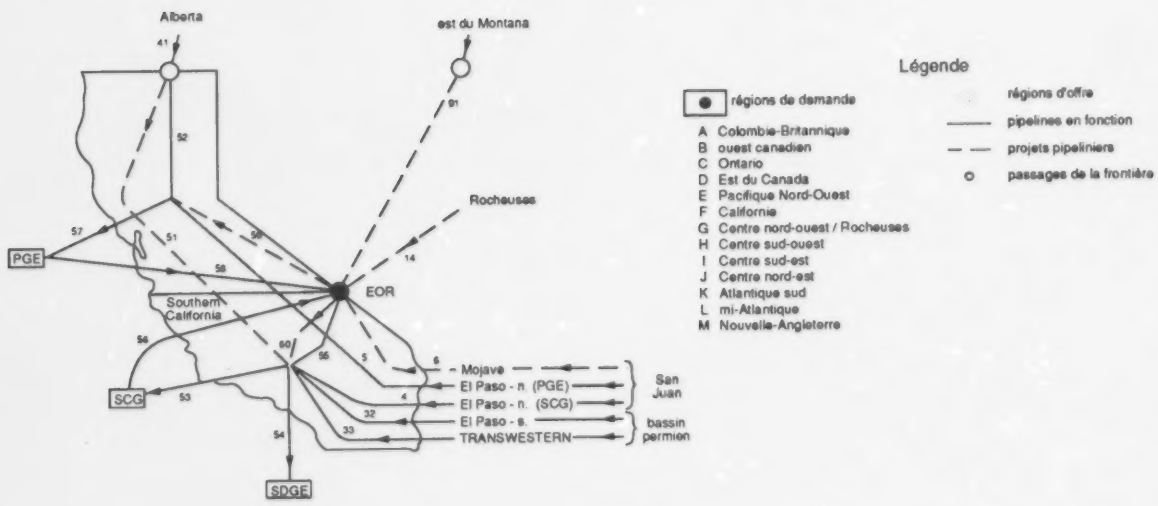
La grille d'analyse NARG est utile dans le cas présent surtout parce qu'elle nous donne une image générale, à long terme et intégrée de la façon dont les volumes et les prix du gaz nord-américain pourraient évoluer compte tenu des hypothèses retenues au sujet des conditions de l'offre et de la demande dans chaque marché régional, des droits pipeliniers, et du comportement de base du modèle, à savoir celui des marchés concurrentiels visant à maximiser les recettes du propriétaire de ressources tout en minimisant les coûts que doivent absorber les consommateurs, suivant un ensemble donné d'hypothèses de base. Le modèle NARG tient compte des hypothèses avancées précédemment quant au caractère épuisable de la ressource et à la prévoyance des producteurs. Elle présente l'avantage unique d'incorporer un grand nombre de données régionales sur l'offre et les coûts de l'offre, les droits pipeliniers et les capacités des pipelines, ainsi que sur les conditions de la demande pour constituer une grille d'analyse cohérente en soi qui intègre explicitement les marchés canadien et américain.

Tous les modèles de ce genre simplifient et stylisent le monde complexe qu'ils dépeignent. C'est pour cette raison et à cause de l'incertitude entourant nombre des hypothèses nécessaires pour articuler ce modèle qu'aucun modèle que nous connaissons dans ce domaine ne donne la réponse exacte. Il nous donne simplement une indication des orientations que le marché peut prendre, compte tenu des hypothèses retenues. Les autres modèles ou grilles d'analyse de l'ONE donnent beaucoup plus de détails sur l'offre et la demande canadiennes que n'en offre le NARG. Nous avons donc utilisé ce dernier pour mener une analyse générale du marché nord-

Figure 6-2

Modèle nord-américain du gaz naturel régions d'offre et de demande et réseaux pipeliniers





américain et plus particulièrement de l'évolution des prix et des échanges interrégionaux au fil des ans. À partir des renseignements sur les prix à la tête de puits et les exportations fournis par le modèle NARG, nous avons utilisé les autres modèles de l'Office ainsi que les points de vue éclairés qui sont ressortis de nos consultations auprès des participants de l'industrie afin de donner une image plus détaillée de l'offre et de la demande canadiennes de gaz.

La fourchette de prévisions que nous élaborons est incertaine car elle repose sur des valeurs de rechange pour les hypothèses retenues qui sont incertaines également et qui ont une incidence considérable sur les résultats du plus grand intérêt présentés dans ce rapport. Les prix du pétrole, la taille des réserves de gaz et le coût de l'offre sont les principales hypothèses vérifiées. D'autres méritent de l'être également (comme certains droits pipeliniers et différents coûts filets), mais le temps et l'espace ne nous permettent pas d'élaborer sur le sujet.

Comme nous devons composer avec un modèle stylisé, nous examinons les résultats pour lesquels nous disposons d'autres renseignements, notamment pour les prochaines années, et nous déterminons si les résultats du modèle sont raisonnables ou non à la lumière d'autres données commerciales. Comme il y a habituellement une échelle de valeurs plausible pour la plupart des hypothèses de base, nous rajustons ces hypothèses et modifions les résultats du modèle en conséquence.

Il est nécessaire, selon nous, de présenter les résultats du scénario avec suffisamment de détails pour constituer un point d'ancrage autour duquel établir une échelle de valeurs, mais il faut également rappeler que nous ne considérons pas ce scénario comme la prévision «la plus probable». Il s'agit seulement d'un point de référence dans une échelle de données, que nous précisons quelque peu pour le bénéfice du lecteur qui souhaite avoir au moins un jeu de données complètes. En fait, pendant les consultations que nous avons menées et les travaux d'analyse qui ont abouti à ce scénario de référence, nous avons été frappés par la divergence des opinions au sujet des nombreuses hypothèses retenues aux fins de l'analyse et par la sensibilité de certains résultats à des valeurs différentes plausibles attribuées à des sources d'approvisionnement ou des droits pipeliniers. Il n'est tout simplement pas possible, dans le cadre de ce rapport, d'indiquer toutes les nuances importantes que nous avons relevées au fil de nos travaux, de sorte que même les échelles ou fourchettes que nous présentons ici ne sont pas représentatives de toutes les opinions exprimées.

Pour conclure cette section sur la démarche suivie, nous reprenons quelques points clés :

- les conditions de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, y compris les prix des combustibles de remplacement, déterminent les prix du gaz naturel partout sur le continent. Étant donné que la large part de la demande et de l'offre nord-américaines revient aux États-Unis, les conditions du marché américain ont une incidence importante sur les prix du gaz au Canada.

- En général, les principaux facteurs déterminants des prix du gaz naturel sont les hypothèses retenues au sujet du potentiel ultime, des coûts filets, de la forme des courbes de coûts, des facteurs déterminants de la demande et du rythme auquel la consommation cumulative nord-américaine fait monter les coûts de l'offre de gaz.

- Le volume des exportations du Canada vers les États-Unis dépend de la concurrence (coûts de l'offre et droits pipeliniers comparatifs) àlaquelle le gaz canadien fait face sur les divers marchés régionaux américains où il peut être livré en concurrence avec le gaz américain. Les exportations canadiennes n'ont pas d'impact direct sur les prix du gaz naturel canadien. Ce sont plutôt l'offre et la demande nord-américaines qui déterminent et les exportations, et les prix.

- Notre grille d'analyse repose sur le principe selon lequel les marchés obéissent aux lois de la concurrence et la réglementation ne modifie pas fondamentalement les conditions du marché. Cette démarche est compatible avec les politiques énergétiques et les pratiques réglementaires de base tant au Canada qu'aux États-Unis.

- Beaucoup d'incertitude plane sur la plupart des variables qui influent sur les résultats de l'analyse; il y a donc lieu d'utiliser ces résultats à titre indicatif seulement et de retenir les échelles de valeurs ressortant des tests de sensibilité plutôt que le scénario de référence seulement.

- D'aucuns dénoncent le manque de réalisme des modèles qui estiment l'offre, la demande et les prix à partir de prévisions précises des valeurs attribuées à la rareté de la ressource à long terme. Selon nous, ce cadre est utile si on l'utilise de concert avec

les consultations auprès des participants du marché et des avis éclairés.

6.2 Hypothèses de base

Dans la section précédente, nous avons décrit la démarche adoptée pour prévoir l'évolution des prix du gaz naturel et des volumes interrégionaux. Dans cette section, nous présentons les hypothèses de base qui sous-tendent notre analyse du marché nord-américain du gaz naturel.

Nous débutons l'analyse des hypothèses de base par une description des ressources de gaz naturel canadien et des coûts de l'offre connexes. Nous examinons ensuite les ressources de gaz naturel et les coûts de l'offre aux États-Unis et nous les comparons à ceux utilisés pour le Canada. Puis, nous exposons les hypothèses au sujet du réseau de gazoducs, des droits pipeliniers et des frais de distribution que nous avons retenues pour prévoir l'évolution du marché nord-américain du gaz naturel. Après cela, nous analysons comment les prix du pétrole et les mesures de contrôle de la consommation du mazout visant la protection de l'environnement se répercutent sur ce marché du gaz. En dernier lieu, nous présentons les estimations initiales de la demande canadienne et de la demande américaine qu'on doit intégrer au modèle NARG pour prévoir l'offre et la demande de gaz ainsi que les prix.

6.2.1 Ressources canadiennes

Le capital-ressources de gaz naturel du Canada comprend tous les volumes en place à savoir : les ressources découvertes et non découvertes et les sources classiques et non classiques.[1] Pour les besoins de l'analyse, nous nous attarderons sur la partie de capital-ressources que nous jugeons ultimement récupérable en ce moment : le potentiel ultime en ressources récupérables. Les estimations connexes des volumes de gaz en place sont présentées à des fins de comparaison. L'offre future de gaz naturel proviendra de ce capital-ressources dont la taille, le lieu géographique et autres caractéristiques constituent des facteurs importants pour les prévisions de l'offre présentées plus loin dans ce chapitre.

Le gaz naturel classique peut être récupéré techniquement et économiquement au moyen de méthodes de production courantes. Dans le cas du gaz classique, nous pouvons généralement prévoir la récupération de 70 à 90 % du gaz en place.

Les ressources non classiques de gaz naturel sont différentes des ressources classiques parce qu'elles sont plus difficiles à récupérer et qu'elles commandent l'emploi de techniques spécialisées. Cette catégorie comprend le gaz naturel qu'on trouve dans les réservoirs à très faible perméabilité («étanches») ainsi que le gaz des formations houillères qu'on appelle couramment «méthane de filon houiller».

La figure 6-3 indique l'emplacement des sources importantes d'approvisionnement en gaz naturel, actuelles et anticipées. Le tableau 6-1 fait une ventilation sommaire des ressources classiques canadiennes par catégorie et par province ou territoire. Les estimations du potentiel ultime présentées dans ce tableau sont divisées en deux grandes catégories : les ressources récupérables découvertes et les ressources récupérables non découvertes. Il s'agit d'estimations ponctuelles qui peuvent être revues périodiquement car la production se poursuit, de nouvelles découvertes sont faites, d'autres ressources découvertes sont converties en réserves, et nos connaissances générales sur la taille, l'emplacement et les caractéristiques de la ressource s'accroissent.

Dans les sections 6.2.1.1, 6.2.1.2 et 6.2.1.3, nous abordons les composantes particulières du potentiel ultime, dans l'ordre indiqué au tableau 6-1. Dans la section 6.2.1.4, nous décrivons les ressources non classiques de gaz naturel analysées dans ce rapport.

6.2.1.1 Ressources classiques récupérables découvertes

Ces ressources sont celles qui, à un moment précis, sont jugées récupérables àpartir de formations connues (c'est-à-dire les formations dont on connaît l'existence par suite de travaux de forage, d'essai et de production) à l'aide de techniques connues. Ces ressources représentaient quelque 4 800 milliards de mètres cubes (186 EJ) à la fin de 1989. Cette catégorie de ressources comprend la production cumulative, les réserves établies restantes et les autres ressources récupérables découvertes. Nous analysons tous ces éléments dans les sections suivantes.

---

1 La terminologie propre à la classification des ressources et des réserves n'est pas toujours acceptée ou utilisée de la même façon par ceux qui font état de ces estimations. Aux fins du présent rapport, nous nous sommes efforcés d'utiliser les termes généralement reconnus et acceptés par l'industrie et par les gouvernements au Canada. Cependant, nous sommes conscients que d'aucuns peuvent contester la terminologie utilisée dans le présent rapport pour la classification des ressources. Nous prions donc le lecteur de bien étudier les définitions fournies dans le texte et dans le glossaire en annexe.

Figure 6-3
Emplacements des régions d'offre de gaz naturel du NARG

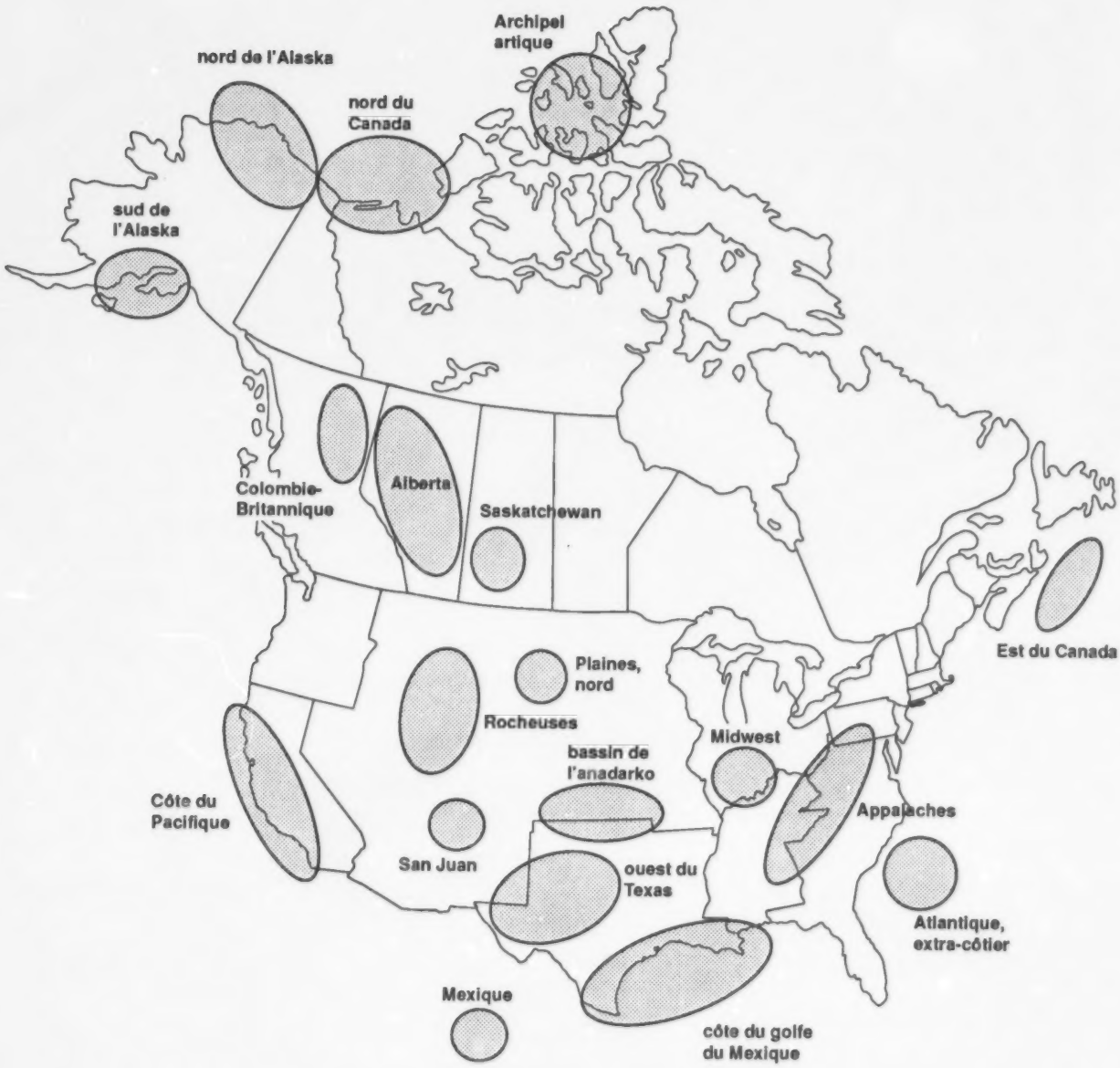


Tableau 6-1

Estimations des ressources en gaz naturel classique à la fin de 1989

(milliards de mètres cubes)

	ressources récupérables découvertes					
	production cumulative	réserves établies restantes	autres ressources découvertes	total	ressources récupérables non découvertes	potentiel de ressources ultimes récupérables
Colombie-Britannique	8,2	8,1	0,0	**16,2**	23,8	40,0
zone au large de la C.-B.	0,0	0,0	0,0	**0,0**	10,4	10,4
Alberta	59,6	62,6	0,0	**122,3**	77,7	200,0
Saskatchewan	2,0	2,7	0,0	**4,7**	3,3	8,0
Manitoba	0,0	0,0	0,0	**0,0**	0,0	0,0
Ontario	1,2	0,4	0,0	**1,6**	0,4	2,0
zone au large de la N.-É.	0,0	0,0	6,3	**6,3**	19,2	25,5
zone au large de Terre-Neuve	0,0	0,0	5,7	**5,7**	57,8	63,5
partie continental des Territoires	0,3	0,3	0,3	**0,8**	11,2	12,0
Mackenzie-Beaufort	0,0	11,9	0,5	**12,4**	61,4	73,8
Archipel de l'Arctique	0,0	0,0	16,0	**16,0**	105,5	121,5
autres régions[a]	0,0	0,0	0,0	**0,0**	3,4	3,4
total	**71,2**	**86,0**	**28,9**	**186,1**	**374,0**	**560,2**

Sources:
l'ONE pour les estimations du capital-ressources (le gaz initialement en place est compris dans le potentiel de ressources ultimes récupérables); au report annuel de l'APGTC, 1989, pour les estimations des ressources dans les régions pionnières.

Nota:
Les chiffres peuvent ne pas balancer parce qu'ils ont été arrondis.
[a] La Baie d'Hudson et les Terres basses du Saint-Laurent.

Production cumulative

À la fin de 1989, la production cumulative s'établissait à environ 1 850 milliards de mètres cubes (71 EJ), soit quelque 38 % des ressources classiques récupérables découvertes à ce jour.

Réserves établies restantes

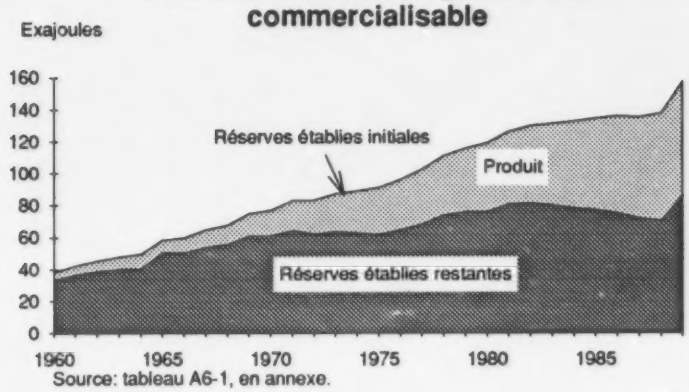
Les réserves établies restantes sont constituées des ressources récupérables découvertes qui, à un moment donné, sont jugées économiquement récupérables àl'aide de techniques connues, dans la conjoncture économique actuelle et prévue. Ces réserves établies qui ne sont pas exploitées sont qualifiées de réserves établies restantes. Les réserves établies initiales comprennent les réserves établies restantes et la production cumulative.

Les estimations des réserves établies de gaz naturel sont fondées sur les évaluations des gisements effectuées par le personnel de l'Office, sur les études de l'industrie et sur les estimations des organismes provinciaux compétents.

Selon nos estimations, les réserves établies restantes de gaz naturel totalisaient 2 234 milliards de mètres cubes (86 EJ) au 31 décembre 1989. (Les données historiques sont résumées au tableau A6-1 en annexe). Ces réserves sont situées surtout dans l'Ouest canadien et dans la région du delta de Mackenzie et de la mer de Beaufort (Mackenzie-Beaufort). Les réserves albertaines constituent 73 % des réserves établies restantes du Canada, suivies de celles de la C.-B. (9 %) et de la Saskatchewan (3 %). L'Office reconnaît l'existence de réserves établies de 309 milliards de mètres cubes (12 EJ) dans la région Mackenzie-Beaufort, dont la plupart seraient situées dans des gisements terrestres et des gisements peu profonds au large de la côte.

La figure 6-4 indique que les réserves établies restantes de gaz naturel ont diminué de façon géné-

Figure 6-4
Réserves établies de gaz naturel commercialisable



Source: tableau A6-1, en annexe.

rale depuis le début des années 1980, exception faite de 1989, car cette année-là, les réserves de la région Mackenzie-Beaufort ont été reconnues pour la première fois. De façon générale, la production annuelle a plus que compensé les additions aux réserves pendant cette période car l'activité de forage, après avoir atteint des sommets à la fin des années 1970 et au début des années 1980, a accusé une baisse appréciable en raison principalement de l'offre excédentaire et de la chute des prix.

Autres ressources classiques récupérables découvertes

Les ressources classiques récupérables découvertes classées dans cette catégorie sont celles qui sont jugées récupérables à un moment précis à l'aide des techniques connues, mais qui n'ont pas encore été qualifiées de réserves établies en raison de leur viabilité économique incertaine.

Ces ressources se trouvent surtout dans les régions pionnières. Nous avons retenu les estimations de ces ressources publiées par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) à la fin de 1989 et nous les avons rajustées en fonction des volumes que l'Office a inclus dans les réserves établies. Les ressources récupérables découvertes des régions pionnières pourraient être incluses dans les réserves établies à mesure que le calendrier et la rentabilité des projets de mise en valeur de ces réserves se précisent.

Les ressources de cette catégorie se chiffrent à 750 milliards de mètres cubes (29 EJ) et constituent environ 16 % de l'ensemble des ressources récupérables découvertes. Sur ce total, 165 milliards de mètres cubes (6 EJ) sont situés au large de la Nouvelle-Écosse, 149 milliards de mètres cubes (5 %) au large de Terre-Neuve, et 416 milliards de mètres cubes (16 EJ) dans l'archipel Arctique.

6.2.1.2 Ressources classiques récupérables non découvertes

Les ressources classiques récupérables non découvertes sont les ressources qui, à un moment précis, sont jugées récupérables à l'aide de techniques courantes. Il s'agit de gisements dont l'existence possible a été établie àla faveur d'études géologiques et géophysiques, mais dont l'existence n'a pas été démontrée par des forages, des essais ou la production. Ces estimations sont fondées sur l'utilisation de techniques connues dans les conditions économiques actuelles et anticipées. Les additions aux gisements établis et les nouvelles découvertes entrent dans cette catégorie.

Les estimations des ressources récupérables non découvertes sont très aléatoires. La marge d'erreur peut s'avérer importante même si elle devrait rétrécir avec le temps grâce aux données géologiques et géophysiques recueillies pendant les travaux de prospection. Ces estimations peuvent fluctuer considérablement dans le temps, à mesure que l'on met au point de nouvelles techniques et que l'on connaît mieux la géologie.

Pour établir une fourchette plausible d'estimations des ressources

classiques récupérables non découvertes de l'Ouest canadien, nous avons fait appel àdiverses sources d'information :

- données recueillies à la faveur des consultations menées auprès de l'industrie et des gouvernements;
- estimations des ressources de gaz naturel du BSOC publiées par la Commission géologique du Canada (CGC), estimations fondées sur un examen rigoureux des données géologiques et statistiques sur ce bassin. (Pour son analyse, la CGC adopte une approche statistique et présente une fourchette d'estimations en indiquant le degré de probabilité de chacune)[1].
- notre propre analyse, qui repose essentiellement sur l'extrapolation statistique des tendances historiques observées dans le domaine des additions aux réserves.

Dans le rapport de 1988, notre analyse s'inspirait d'une estimation des ressources de gaz naturel faite par la CGC et publiée en 1983.[2] Cependant, les données et les analyses sur lesquelles cette étude a été fondée ont maintenant près de 10 ans. La CGC procède actuellement à la mise à jour de cette étude, mais les résultats ne sont pas encore disponibles. L'OCREA mène aussi une étude sur le potentiel restant en Alberta, mais ses travaux ne sont pas terminés également.

Dans le cadre de nos consultations, les représentants de l'industrie et des gouvernements nous ont fourni un très vaste éventail d'estimations des ressources classiques récupérables non découvertes pour le BSOC. À notre avis, cela reflète les difficultés que présente une évaluation globale de cette nature s'inspirant d'analyses géologiques, techniques et économiques approfondies. La plupart des documents qui nous ont été remis sont certes fondés sur le meilleur jugement des parties consultées, mais ils ne semblent pas reposer sur des analyses poussées. Il y aurait donc lieu, selon nous, de faire une évaluation à jour et améliorée des ressources non découvertes de gaz naturel du Canada.

Étant donné le caractère aléatoire de ces estimations et l'absence d'une évaluation technique exhaustive et à jour des ressources classiques non découvertes de l'Ouest canadien, nous avons dû faire preuve de beaucoup de jugement dans le choix des estimations devant présider à notre analyse. Pour le scénario de référence, nous avons présumé que les ressources classiques récupérables non découvertes du BSOC se chiffrent à quelque 2 700 milliards de mètres cubes (105 EJ). Pour les scénarios de sensibilité aux capital-ressources élevé et faible, nous avons utilisé des estimations de 1 500 milliards de mètres cubes (55 EJ) et de 4 000 milliards de mètres cubes (155 EJ), respectivement. À la section 6.2.1.3, nous expliquons les raisons de ce choix.

Nous avons ventilé l'estimation globale par province, à la lumière des données recueillies à la faveur des consultations et en présumant que les nouvelles découvertes potentielles seraient à peu près proportionnelles aux réserves établies initiales. Nous avons présenté cette ventilation parce que, selon nous, elle serait peut-être utile pour des fins de comparaison. Cependant, la présente analyse n'est pas étayée par une étude géologique rigoureuse et, par conséquent, on devrait l'utiliser avec réserve.

Pour les estimations des ressources classiques récupérables non découvertes des régions pionnières, nous nous sommes inspirés des estimations faites par la CGC et publiées par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. (APGTC)[3]. Les estimations des futures découvertes sont présentées sous forme d'échelle et la CGC a attribué à chaque estimation un degré de probabilité. Nous avons alors retenu l'estimation moyenne dont le degré de probabilité est établi à 50 %. Les estimations moins élevées ont plus de 50 % de chances de se concrétiser, mais les estimations supérieures àla moyenne ont un degré de probabilité inférieur à 50 %. Pour le scénario de référence, nous avons retenu l'estimation moyenne de la CGC pour les régions pionnières, en l'occurrence 7 000 milliards de mètres cubes (environ 270 EJ). Tout en reconnaissant le degré élevé d'incertitude de cette estimation, nous n'avons pas tenu compte des estimations de ressources élevées et peu élevées fournies pour les régions pionnières parce que les frais d'exploitation étant généralement élevés, ces ressources ont très peu d'incidence sur l'offre pendant la période des prévisions.

Pour le scénario de référence, nous estimons que les ressources classiques récupérables non

---

1 Les estimations de la CGC font abstraction des additions éventuelles aux réserves; nous les avons donc rajustées en conséquence. Nous avons appliqué les taux de croissance pertinents aux réserves établies initiales de l'APC, par année de découverte, pour obtenir une estimation de la croissance future de ces réserves;

2 R.M. Proctor, G.C. Taylor et J.A. Wade, Ressources en pétrole et gaz naturel 1983, document 83-31 de la Commission géologique du Canada.

3 L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, rapport annuel, 1989.

découvertes de gaz naturel du BSOC et des régions pionnières totalisent 9 715 milliards de mètres cubes (375 EJ); environ 28 % de ces ressources sont situées dans les régions pionnières.

6.2.1.3 Potentiel ultime en ressources classiques récupérables

Pour le scénario de référence, nous avons retenu un potentiel ultime canadien estimatif de 14 550 milliards de mètres cubes (560 EJ). Environ 250 EJ se trouvent dans l'Ouest canadien et la quasi-totalité du reste, dans les régions pionnières.

Comme nous l'avons souligné précédemment, les analystes ne s'entendent pas sur le potentiel ultime canadien. Nous utilisons donc une fourchette d'estimations du potentiel ultime du BSOC s'échelonnant de 200 EJ à 300 EJ, et pour le scénario de référence, nous retenons la valeur médiane de la fourchette, 250 EJ. Au tableau 6-2, nous présentons la fourchette d'estimations utilisée pour le BSOC dans ce rapport et nous comparons ces estimations à celles utilisées dans le rapport de 1988, aux estimations publiées par la CGC et l'OCREA et aux opinions exprimées par les personnes consultées.

Selon nous, la fourchette d'estimations que nous utilisons dans ce rapport est raisonnable, quoiqu'un peu prudente par rapport aux points de vue exprimés, mais nous reconnaissons qu'elle n'embrasse pas tout l'éventail des opinions recueillies à la faveur de nos consultations. Cependant, nous estimons qu'elle permet d'évaluer l'incidence d'autres hypothèses quant à la taille des réserves de gaz naturel classique du BSOC et que la plupart des estimations publiées se situent dans cette fourchette. Si les résultats des études actuellement menées par la CGC et l'OCREA, et d'autres études susceptibles d'être publiées, donnent un éclairage différent, il faudra peut-être réévaluer le caractère raisonnable de nos estimations dans des rapports à venir.

D'après les données recueillies dans le cadre de nos consultations, quelques représentants de l'industrie estiment que la partie supérieure de notre fourchette d'estimations est plus raisonnable. Par exemple, les sociétés de transport du gaz naturel et les petits producteurs penchent généralement en faveur de la partie supérieure de la fourchette et, dans certains cas, ils optent pour des estimations encore plus élevées. Par contre, la plupart des gros producteurs privilégient une estimation du potentiel ultime du BSOC se situant entre 200 EJ et 250 EJ. D'après notre analyse statistique, le potentiel ultime du BSOC se situerait dans la partie inférieure de la fourchette, correspondant ainsi de façon générale à l'estimation la plus probable de la CGC publiée en 1983. Selon nous, il s'agit là d'une évaluation prudente du potentiel ultime à laquelle nous pouvons attribuer un très haut degré de probabilité. Les parties consultées partageaient en général ce point de vue.

Tableau 6-2

Comparaison des estimations du potentiel de ressources ultimes récupérables pour le BSOC

(exajoules)

ONE - scénario de référence	250
ONE - scénario de sensibilité faible	200
ONE - scénario de sensibilité élevé	300
ONE - rapport de septembre 1988	225
G. S. C. - (1983) estimation moyenne	225
G. S. C. - (1983) estimation très prudente	190
G. S. C. - (1983) estimation conjecturale	320
étude de Sproule (a)	250
WGML (b)	320
opinions des analystes	190 - 350
étude de Sproule (Alberta seulement) (c)	215 - 255
étude de NOVA (Alberta seulement) (d)	200
OCREA (Alberta seulement) (e)	185

(a) présentée à l'audience GH-5-89 de l'ONE (janvier 1990).
(b) étude de 1987
(c) présentée au OCREA, janvier 1991
(d) présentée au OCREA, décembre 1990
(e) rapport ST91-18 de l'OCREA (présentement en révision).

6.2.1.4 Ressources non classiques

Les ressources non classiques de gaz naturel incluses dans notre étude sont les ressources contenues dans les réservoirs à très faible perméabilité (dits

«étanches») et celles qui sont susceptibles d'être extraites du charbon. Ces deux catégories de ressources font appel à des techniques d'exploitation non traditionnelles et, à ce jour, elles ont fait l'objet de très peu d'études au Canada. Il est donc difficile d'obtenir des renseignements sur lesquels fonder une prévision de l'offre provenant de ces sources parce qu'entre autres raisons, les producteurs souhaitent préserver tout avantage concurrentiel qu'ils peuvent tirer de l'exploitation de ces ressources.

Les ressources canadiennes de gaz provenant de formations imperméables se trouvent surtout dans le Centre-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la C.-B. Les volumes de gaz en place dans cette région, souvent appelée *Deep Basin*, s'établiraient à 400 EJ. Des estimations de cette ampleur devraient être considérées comme étant très approximatives en ce moment, vu l'absence de données techniques à l'appui. La récupération de ce gaz nécessitera le recours à des techniques de production spécialisées, telles que la fracturation hydraulique massive, qui permettrait au gaz de s'écouler jusqu'aux puits de production. La viabilité technique et économique de ces ressources n'ayant pas encore pleinement été démontrée, nous n'en avons inclus qu'une faible proportion dans nos prévisions de l'offre (voir la section 6.2.2.2). Au Canada, le gaz de formation imperméable est généralement le gaz produit à partir de gisements dont le taux de perméabilité est inférieur à 0,1 md. La définition technique utilisée aux États-Unis est très comparable, mais aux fins de l'admissibilité aux crédits d'impôt, elle englobe aussi le gaz provenant de puits non économiques dont la productibilité est faible ou de puits nécessitant des travaux de fracturation hydraulique massive. La définition américaine semble donc avoir une interprétation plus générale, et une partie du gaz jugé classique au Canada pourrait être incluse dans la catégorie de gaz étanche aux États-Unis.

Par méthane de filon houiller, on entend le gaz naturel, constitué presque entièrement de méthane, qu'on trouve dans les gisements houillers. Comme l'Ouest canadien recèle d'abondantes ressources houillères, on a présumé que le méthane de filon houiller pourrait représenter une source future importante de gaz naturel. Cependant, les programmes de recherche, d'exploration et de mise en valeur de cette ressource sont encore à l'état embryonnaire au Canada. NOVA a réalisé quelques études expérimentales à la fin des années 1970 et au début des années 1980, et d'autres sociétés, stimulées surtout par l'intérêt croissant que suscite cette ressource aux États-Unis, ont entrepris récemment l'évaluation de la viabilité technique et économique de la production de gaz naturel à partir des filons houillers du BSOC.

Les estimations des ressources de méthane de filon houiller ne sont pas encore avancées. Seules des estimations très approximatives ont été faites; on a appliqué les estimations du contenu moyen en gaz aux ressources estimatives de diverses catégories de houille en Alberta et en Colombie-Britannique. L'*Alberta Research Council* a estimé que les ressources de méthane de filon houiller en place étaient de l'ordre de 2 700 EJ (2 600 10^{12}pi^3). Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a estimé à 250 EJ (235 1012pi^3) les ressources en méthane de filon houiller de la province. Il y a également des dépôts houillers importants dans l'Est du pays, mais leur contenu en gaz n'a pas encore été évalué.

Les estimations précédentes sont très préliminaires et des études sont actuellement menées dans le but de préciser la taille, l'emplacement et les autres caractéristiques de cette ressource au Canada ainsi que la rentabilité probable de son extraction. À notre avis, il serait prématuré de tenir compte explicitement de cette ressource dans nos prévisions de l'offre de gaz naturel car toute estimation fondée sur les renseignements existants ne pourrait être qu'extrêmement hypothétique. Cependant, si une petite partie des ressources estimatives en place était récupérable économiquement, le méthane de filon houiller pourrait s'avérer une source d'approvisionnement importante au Canada et ce, dans un avenir assez rapproché. Nous prévoyons donc que les producteurs canadiens tireront profit de la technologie mise au point et de l'expérience acquise en ce moment à la faveur de l'exploitation de cette ressource aux États-Unis et que cela facilitera leur travail dans les filons houillers canadiens.

6.2.1.5 Résumé

Le capital-ressources de gaz naturel du Canada présente des caractéristiques géologiques et géographiques variées, et les traits particuliers de chaque source influera sur leur contribution future à l'offre canadienne.

Les ressources classiques de gaz naturel du BSOC ont été abondamment exploitées jusqu'à maintenant, mais d'après notre étude et les consultations menées auprès des parties intéressées, on peut encore espérer des découvertes importantes. Dans notre scénario de référence, nous avons utilisé un potentiel ultime estimatif de 250 EJ pour le BSOC, ce qui laisse supposer qu'environ 60 % de ces

ressources classiques récupérables ont été découvertes et que 28 % ont été exploitées à ce jour. Cependant, conscients de la divergence des opinions et du caractère incertain de cette estimation, nous avons utilisé un éventail d'estimations s'étendant de 200 EJ à 300 EJ pour élaborer nos prévisions de l'offre. Ces incertitudes sont grandement reliées à l'incidence de l'évolution technologique et des connaissances géologiques plus avancées sur l'estimation de la taille de cette ressource. Même si nous jugeons raisonnable la fourchette d'estimations utilisée dans le présent rapport, nous sommes conscients qu'elle n'embrasse pas tout l'éventail des opinions exprimées à la faveur de nos consultations.

Les régions pionnières du Canada recèlent d'abondantes ressources de gaz naturel; on pourra y mettre en valeur les ressources découvertes et découvrir des gisements importants grâce au forage exploratoire. Le potentiel ultime du Canada serait situé dans les régions pionnières dans une proportion d'environ 55 %. Cependant, la plupart de ces ressources récupérables ne sont pas faciles d'accès et leur contribution à l'offre future dépendra dans une large mesure des progrès technologiques permettant de réduire les coûts d'immobilisations et d'exploitation dans ces régions où les conditions de vie sont rigoureuses, et les prix futurs. La mise en valeur de ces ressources et l'aménagement de l'infrastructure de transport nécessaire à la livraison du gaz sur les marchés nécessiteront des investissements considérables.

Le Canada posséderait de très vastes ressources en place de gaz de formation imperméable et de méthane de filon houiller. L'exploitation de ces ressources ne fait que commencer, et nous n'avons pas tous les renseignements voulus pour faire une estimation éclairée de la mesure dans laquelle ces ressources peuvent être techniquement et économiquement récupérables. Nous avons donc inclus dans nos prévisions une petite partie des ressources en gaz de formation imperméable et nous n'avons pas tenu compte des ressources de méthane de filon houiller. Si ces sources d'approvisionnement deviennent viables pendant la période des prévisions, nous aurons peut-être sous-estimé les ressources non classiques récupérables.

6.2.2 Coûts de l'offre canadienne

Dans la section précédente, nous avons décrit le potentiel ultime du Canada en ressources récupérables de gaz naturel. Une partie de ce potentiel seulement est actuellement classée dans les réserves soit parce que la ressource a été découverte mais n'est pas encore jugée économiquement viable («autres ressources classiques récupérables découvertes») ou parce qu'elle n'a pas encore été découverte («ressources classiques récupérables non découvertes»). Au cours de la période des prévisions, une partie des ressources incluses dans ces deux catégories sera ajoutée aux réserves et pourra vraisemblablement contribuer à l'offre de gaz naturel. Le degré de probabilité de ces additions est déterminé par les caractéristiques de la ressource et par des facteurs économiques. Le rythme d'avancement des travaux de prospection ou le calendrier d'un projet de mise en valeur dépendent en grande partie de la rentabilité perçue de ces activités.

Pour inciter les producteurs et les propriétaires de ressources à offrir de nouveaux approvisionnements en gaz naturel, nous présumons dans notre analyse que le prix perçu par le producteur couvrira à long terme le coût total de production de ces nouveaux approvisionnements. Ce coût total est appelé «coût marginal de l'offre». Dans la présente section, nous décrivons la méthode suivie pour établir nos prévisions des coûts de l'offre de gaz classique et de gaz non classique du BOSC et de gaz classique des régions pionnières, et nous présentons les résultats de notre analyse. Les coûts de l'offre ainsi calculés servent à prévoir l'offre en provenance des additions aux réserves dont il est question à la section 6.4.6.

Les coûts marginaux de l'offre représentent la somme des coûts directs et des coûts d'utilisation. Les coûts directs comprennent les coûts en capital associés à la prospection, le cas échéant (c'est-à-dire pour les ressources non découvertes), les coûts en capital pour la mise en valeur ainsi que les coûts d'immobilisations et d'exploitation associés à la production. Le coût de l'offre prévoit aussi un rendement pour le producteur. En effet, le coût en capital comporte le taux de rendement des capitaux propres et l'intérêt sur la dette. Le coût du gaz comprend aussi un rendement pour le propriétaire de la ressource. Dans la présente analyse, nous avons considéré que le coût d'utilisation équivalait à peu près aux redevances comme nous l'avons expliqué à la section 6.1. Le calcul du coût d'utilisation permet aussi de déterminer à long terme ce que le propriétaire de la ressource aurait perçu à titre de redevances, même si celles-ci ne sont pas forcément calculées de cette manière.

Pour estimer des coûts de l'offre qui assureront un rendement raisonnable du capital investi du point de vue de l'industrie, nous

appliquons un taux d'actualisation qui reflète le coût du capital avant impôt des sociétés. Dans tous nos calculs, nous avons utilisé un taux réel avant impôt de 10 %, ce qui devrait donner en moyenne un rendement réel après impôt de 8 %. Cette question ainsi que l'utilisation des estimations des coûts de l'offre pour déterminer les dates de démarrage des projets de mise en valeur sont analysées plus à fond à la section 7.2.1.2.

Dans les paragraphes qui suivent, et dans la section 6.2.4 sur les coûts de l'offre américaine utilisés aux fins de notre analyse du marché du gaz naturel, nous nous pencherons sur les coûts directs qui constituent les données de base de l'analyse. Cependant, les coûts d'utilisation sont traduits intégralement dans les prévisions de l'offre, de la demande et des prix qui se dégagent de notre analyse.

6.2.2.1 Ressources classiques du BSOC

Pour estimer les coûts directs associés aux ressources récupérables non découvertes dans le BSOC, nous déterminons les coûts des additions aux réserves et nous établissons une courbe de coûts directs[1]. Pour tracer la courbe des coûts directs, il faut d'abord estimer les facteurs déterminants de ces coûts en tant que fonction des additions aux réserves cumulatives et ensuite utiliser cette prévision pour estimer les coûts directs en tant que fonction des additions aux réserves cumulatives.

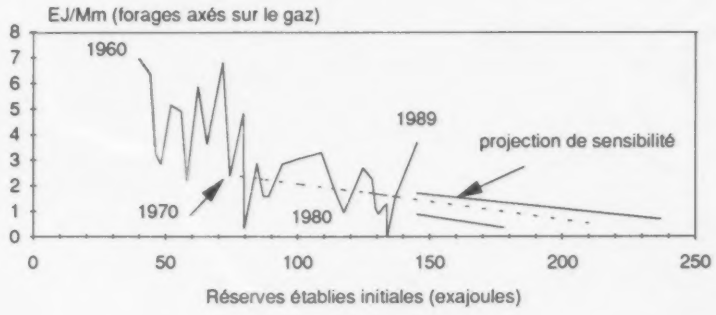
Les réserves ajoutées par mètre de forage exploratoire constituent un facteur déterminant des coûts directs associés aux ressources récupérables non découvertes. Les autres facteurs déterminants sont les coûts des intrants, comme le coût du forage exploratoire et du forage de développement par mètre, associés à la prospection, à la mise en valeur et à la production.

En ce qui a trait aux réserves ajoutées par mètre de forage exploratoire, nous prévoyons un ralentissement progressif comme l'indique la figure 6-5 de sorte que les perspectives de nouvelles découvertes s'amenuisent à mesure qu'on approche du potentiel ultime. Cette baisse linéaire entraîne une hausse des coûts directs, par unité d'addition aux réserves, en tant que fonction des additions cumulatives. On observe un changement radical du rythme des additions aux réserves depuis la découverte de gisements importants au tout début de la mise en valeur des ressources du BSOC. Ce phénomène, jumelé à la variabilité des données historiques recueillies depuis ce temps, indique bien qu'il est difficile de dégager une tendance précise. Nous ne pouvons prévoir avec certitude l'impact que la taille et les caractéristiques des ressources récupérables non découvertes ainsi que l'évolution technologique pourraient avoir sur cette tendance dans l'avenir. Même si nous jugeons raisonnable de prévoir une diminution progressive des additions aux réserves à mesure que les ressources du bassin s'épuisent, il importe, selon nous, d'intégrer un éventail de perspectives dans nos prévisions. Nous avons donc réalisé des tests de sensibilité afin d'évaluer l'impact de tendances différentes sur les coûts directs et sur les résultats de notre analyse. Nous avons fondé ces tests de sensibilité sur des estimations plus élevées et moins élevées du potentiel ultime, comme l'illustre la figure 6-5. Cependant, nous souhaitons rappeler que nombre d'autres facteurs influent sur le rythme des additions aux réserves et pourraient modifier la tendance retenue dans le scénario de référence. Une estimation plus élevée du potentiel ultime s'accompagnerait d'un ralentissement plus graduel des

1 Cette méthodologie est décrite plus en détail dans l'article intitulé «Trends in Crude Oil and Natural Gas Reserves Additions Rates and Marginal Supply Costs for Western Canada» rédigé par B. Bowers and R. Kutney dans le Canadian Journal of Petroleum Technology, volume 28, 1989.

Figure 6-5

Profil du rythme des additions aux réserves de gaz naturel Ouest canadien



additions et, par conséquent, d'une baisse des coûts directs. Une estimation moins élevée aurait l'effet contraire, avec la méthodologie utilisée.

Nous nous sommes inspirés des données statistiques de l'APC pour estimer le coût des intrants associés à la prospection, à la mise en valeur et à la production des futures additions aux réserves. Les coûts utilisés pour nos calculs sont indiqués au tableau 6-3. Il s'agit de moyennes à long terme de données historiques. Les données historiques annuelles relatives au coût par mètre de forage exploratoire et de développement axé sur le gaz dans le BSOC sont présentées à la figure 6-6. Les coûts de forage de base ont des effets appréciables sur les estimations des coûts directs, et les hypothèses retenues à cet égard sont donc aussi fort importantes. Pour les besoins de notre analyse, nous avons utilisé des coûts de forage par mètre qui se rapprochent du bas de l'échelle de valeurs historiques et qui, dans une large mesure, atténuent l'impact des coûts engagés à la fin des années 1970 et au début des années 1980. Nous avons posé cette hypothèse concernant les frais de forage parce que nous croyons que les frais engagés en cette période d'activité intense de forage sont un peu exceptionnels et parce que, selon nous, les changements technologiques continueront d'exercer un effet à la baisse sur les coûts. En outre, quelques observateurs ont laissé entendre que l'évolution de la structure de l'industrie, accompagnée d'une activité accrue des petits et moyens producteurs, entraînera une baisse des coûts à long terme. Cependant, nous devons reconnaître que si le forage axé sur le gaz reprend, les coûts pourraient monter pendant une certaine période, à tout le moins jusqu'à ce que le secteur du forage et du service s'ajuste en conséquence. Par contre, des progrès technologiques importants pourraient faire en sorte que les coûts soient inférieurs à ceux retenus pour notre analyse. Même si notre méthodologie conclut à une progression régulière des coûts futurs, nous reconnaissons que dans les faits, les coûts fluctueront au gré des niveaux d'activité et des nouvelles techniques. Nous nous gardons bien de prévoir les fluctuations périodiques des tendances sur le plan des coûts.

Il existe un autre facteur déterminant des coûts de l'offre, les sous-produits du traitement du naturel. Les usines de gaz naturel produisent des liquides de gaz naturel et du soufre. Les recettes tirées de ces produits réduisent les coûts de production du gaz naturel; par conséquent, nous les imputons ànotre estimation des coûts directs nets marginaux. Pour calculer ces coûts, nous supposons que le rapport historique entre les coûts des liquides de gaz naturel et du pétrole brut sera maintenu et que les prix du soufre resteront constants, à quelque 90 $ CAN la tonne, ce qui correspond à la valeur actuelle.

Les figures 6-7 et 6-8 indiquent les coûts directs marginaux applicables au gaz naturel classique du BSOC pour le scénario de référence et pour les tests de sensibilité aux ressources, avec ou sans

Tableau 6-3

Coûts des intrants pour les additions aux réserves de gaz naturel dans le BSOC

(scénario de référence)

forages exploratoires ($C 1990 /m)	350,00
forages d'exploitation ($C 1990 /m)	265,00
équipement en place ($C 1990 1000/puits)	260,00
usines de traitement du gaz ($C 1990/GJ d'additions)	0,12
coûts fixes par année ($C 1990 1000/puits)	34,00
coûts variables ($C 1990 /GJ)	0,20

Nota: On suppose que 30% des coûts des activités géologiques et géophysiques est constitué des coûts des forages d'exploration et d'exploitation.

Figure 6-6

Coûts historiques des forages par mètre dans le BSOC

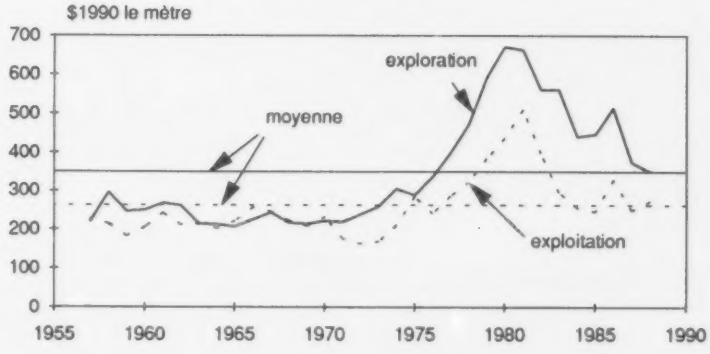
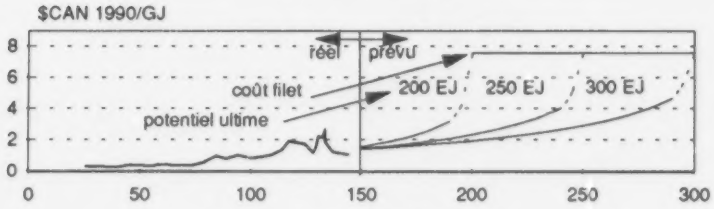


Figure 6-7

Coûts directs marginaux nets pour le scénario de référence et les tests de sensibilité de la ressource (y compris le taux de rendement pour le producteur)



Nota: Les coûts reflètent l'horaire de connection deux du Tableau A6-11.

Figure 6-8

Coûts directs marginaux nets pour le scénario de référence et les tests de sensibilité de la ressource (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur)

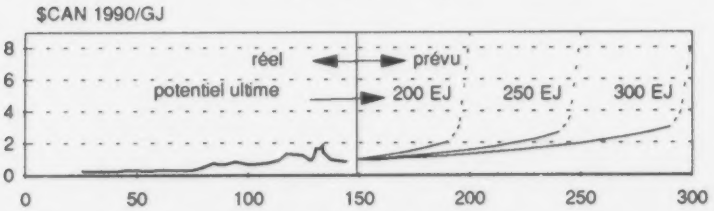
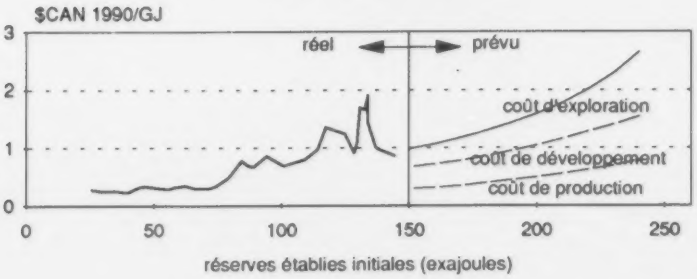


Figure 6-9

Composantes des coûts directs du scénario de référence (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur)



les recettes avant impôt du producteur, respectivement (voir le tableau A6-2 en annexe). La hausse des coûts directs associée aux additions cumulatives est attribuable au rythme décroissant des additions des réserves. Ces chiffres illustrent la sensibilité des résultats à des points de vue différents sur l'évolution future de ce paramètre.

Comme nous l'avons souligné précédemment, nos coûts directs comprennent les coûts d'exploration, de mise en valeur et de production. Une ventilation des composantes de la courbe de coûts du scénario de référence est présentée à la figure 6-9. Nous y indiquons les coûts calculés sans tenir compte des recettes avant impôt du producteur afin de faciliter la comparaison avec d'autres estimations de coûts publiées.

Notre prévision du coût direct marginal net pour le scénario de référence est inférieure à celles des scénarios bas et élevé du rapport de 1988 (figure 6-10) parce que nous avons utilisé une estimation un peu plus élevée du potentiel ultime et des coûts unitaires de base moins élevés dans le scénario de référence.

La figure 6-11 présente une ventilation, par province, de notre prévision des coûts directs marginaux nets pour le scénario de référence, ces coûts ont été utilisés comme paramètres d'entr0e au modèle NARG. Nous avons établi ces prévisions en fonction des tendances observées quant au rythme des additions aux réserves et aux coûts des intrants. Ces prévisions visent àillustrer l'échelle des coûts de chaque région du BSOC et à refléter les estimations provinciales du potentiel ultime décrites précédemment.

Figure 6-10

Comparaison des coûts du scénario de référence avec le rapport de 1988 (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur)

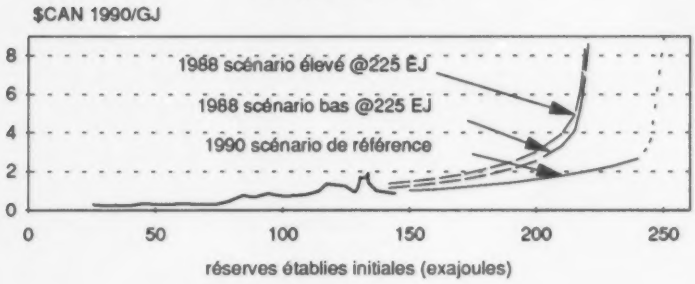
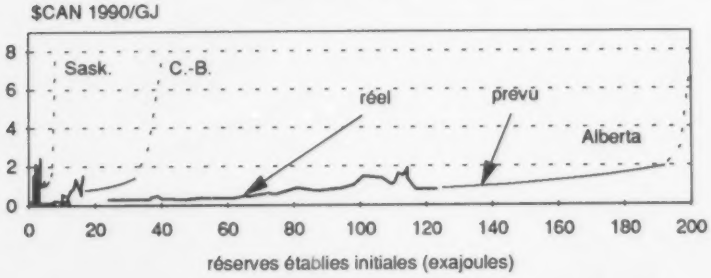


Figure 6-11

Ventilation par province des coûts directs du scénario de référence (à l'exclusion du taux de rendement pour le producteur)



6.2.2.2 Ressources non classiques du BSOC

Nous disposons de très peu de renseignements sur les coûts directs associés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production des réserves de gaz naturel du BSOC.

Nous avons utilisé les données fournies par *Canadian Hunter* pour estimer les coûts directs associés aux réservoirs à très faible perméabilité situés dans le *Deep Basin* en Alberta et dans le Nord-Ouest de la Colombie-Britannique.

Comme nous l'avons souligné à la section 6.2.1.4, nous n'avons pas estimé les coûts directs liés aux ressources de méthane de filon houiller de l'Ouest du pays vu le manque de données. Toute estimation fondée sur les données existantes ne pourrait être qu'extrêmement hypothétique.

6.2.2.3 Ressources des régions pionnières

La méthodologie utilisée pour déterminer les coûts directs associés aux ressources de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et de la région au large de la côte Est se rapproche beaucoup de celle utilisée pour le BSOC, mais elle repose davantage sur les données relatives aux coûts liés àde grands projets particuliers. Dans le cas des ressources découvertes, les coûts directs comprennent les coûts en capital associés à la mise en valeur ainsi que les coûts d'immobilisations et d'exploitation associés à la production. Les estimations des coûts directs associés aux ressources non découvertes tiennent compte des coûts en capital engagés pour la prospection et des coûts mentionnés ci-dessus.

Les coûts directs associés aux réserves établies reconnues par l'Office dans la région du delta du Mackenzie sont fondés en grande partie sur la preuve produite par les promoteurs, en l'occurrence Esso, Gulf et Shell, dans leur demande récente visant l'obtention d'une licence d'exportation.[1] Le coût direct estimatif à la sortie de l'usine, incluant les recettes avant impôt du producteur, pour des réserves établies d'environ 9 EJ est de l'ordre de 1,10 $/GJ, en dollars canadiens de 1990.

Pour estimer les coûts directs associés aux ressources non découvertes de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, nous nous sommes inspirés des données recueillies à la faveur d'une audience récente de l'Office* ainsi que des estimations des ressources non découvertes potentielles présentées par la Commission géologique du Canada. Les demandeurs ont estimé à 60 millions de dollars la moyenne des coûts de prospection dans cette région quand il s'agit de gisements terrestres ou de gisements peu profonds au large. Nous avons porté cette moyenne à 90 millions de dollars dans le cas des gisements plus profonds au large pour tenir compte des coûts plus élevés du forage en mer. Les volumes récupérables associés àces dépenses n'ont pas été

1 Office national de l'énergie, Motifs de décision, GH-10-88, août 1989.

définis; par conséquent, nous avons utilisé ces moyennes pour toutes les découvertes prévues par la CGC dans la région. Nous avons également présumé que les coûts de mise en valeur et de production seraient équivalents aux coûts prévus pour les gisements de la taille de ceux visés par les demandes. Pour les autres gisements, dont la CGC a estimé les ressources récupérables potentielles, les coûts ont été interpolés.

Les coûts directs totaux pour chaque taille de gisement représentent la somme des coûts en capital et des coûts d'exploitation associés à la prospection, àla mise en valeur et à la production. Pour obtenir une échelle plausible de coûts, nous avons établi qu'il ne serait pas rentable d'exploiter par demi-cycle de coûts (c'est-à-dire frais de prospection exclus), des gisements terrestres de taille inférieure à 37 PJ (35 $10^9 pi^3$) et des gisements au large de taille inférieure à 105 PJ (100 $10^9 pi^3$). Si les coûts directs par unité étaient plus bas, il se pourrait, comme le croit la CGC, que la taille maximale des nouvelles découvertes soit inférieure à 1 EJ tant dans le cas des gisements terrestres et peu profonds au large que dans celui des gisements plus profonds du delta. D'après les résultats de l'analyse, environ 30 EJ de gaz naturel provenant de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort pourraient être offerts à des coûts directs à la sortie de l'usine inférieurs à 3,10 $/GJ, incluant les recettes revenant au producteur avant impôt. Ces ressources comprennent des réserves établies de 9 EJ et des ressources récupérables non découvertes d'environ 21 EJ. Les frais de transport du gaz vers les marchés doivent être additionnés aux coûts à la sortie de l'usine; le prix du gaz livré est donc plus élevé. D'autres ressources récupérables potentielles pourraient être exploitées à des coûts plus élevés, mais nous n'avons pas voulu quantifier le rapport entre les volumes et les coûts estimés pour ces ressources additionnelles parce que les coûts sont incertains et qu'on ne s'attend pas à ce que ces ressources contribuent à l'offre pendant la période des prévisions.

Les estimations des coûts directs associés au gaz naturel en provenance de gisements au large de la côte Est sont fondées en grande partie sur le plan de mise en valeur de l'île de Sable. Nous avons redressé ces coûts en fonction de la mise en valeur conjointe possible des ressources découvertes par Mobil et Shell. Nous estimons que des réserves d'environ 2 EJ pourraient être produites à un coût direct inférieur à 3 $/GJ (incluant les recettes avant impôt du producteur) et 5 EJ à un coût inférieur à 4,50/GJ. Ces coûts directs sont les coûts calculés à la sortie d'une usine de traitement terrestre. D'autres formations connues sont de taille inférieure à la découverte de Venture; les coûts directs connexes par unité seraient probablement plus élevés.

Les estimations des coûts directs incluses dans notre analyse demeurent incertaines même si elles sont fondées pour la plupart sur des données officielles récentes et sur les renseignements fournis par l'industrie. Il faut prévoir un très long délai avant le démarrage prévu de ces projets et il se peut que d'importants progrès technologiques soient réalisés pendant la période d'étude, progrès qui permettraient de réduire les coûts en capital et les coûts d'exploitation. Le perfectionnement récent des techniques de production au large semble étayer cette affirmation.

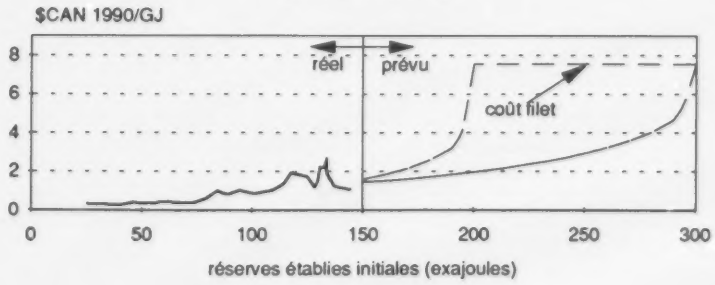
Nous nous sommes gardés d'estimer les coûts directs associés aux ressources d'autres régions pionnières parce que ces ressources sont très hypothétiques et ne devraient pas contribuer à l'offre de gaz naturel au cours de la période des prévisions.

6.2.2.4 Résumé

La figure 6-12 présente l'échelle de coûts directs pour le gaz naturel canadien que nous avons utilisée pour notre analyse du marché du

Figure 6-12

Fourchette des coûts directs pour le gaz naturel canadien (y compris le taux de rendement pour le producteur)



gaz. Il importe de reconnaître que les coûts augmentent progressivement dans la chaîne d'approvisionnement jusqu'à ce que la valeur filet soit atteinte (le lecteur trouvera plus de détails sur les coûts filets à la section 6.2.4).

Nous avons présenté un éventail d'estimations des coûts directs applicables au gaz naturel classique du BSOC et nous avons constaté que les estimations de cette nature sont très incertaines. Ces incertitudes sont liées aux estimations du potentiel ultime, aux prévisions des tendances en matière d'additions aux réserves, aux incidences des niveaux d'activité et des changements technologiques sur les coûts et les autres paramètres de base et peut-être, dans une certaine mesure, à la structure en évolution de l'industrie. Comme dans le cas des estimations du potentiel ultime, nous jugeons raisonnable l'éventail d'estimations des coûts directs utilisé pour notre analyse car il tient compte des écarts pouvant découler d'une combinaison des facteurs susmentionnés. Cependant, nous admettons que cet éventail ne tient pas compte de toutes les opinions exprimées par les personnes consultées. Fondamentalement, nous tentons d'établir des prévisions de coûts qui rendent compte d'une part, de l'épuisement progressif de la ressource qui s'accompagne d'une hausse des coûts et d'autre part, de l'évolution technologique qui a un effet contraire. Nous nous sommes efforcés d'inclure une mesure des progrès technologiques dans nos prévisions de coûts. Cependant, il est difficile de quantifier l'impact des changements technologiques sur les coûts et nous sommes conscients que d'aucuns prétendront que nous n'avons pas tenu compte suffisamment de la mesure dans laquelle ces progrès atténuent les hausses de coûts en tant que fonction des additions aux réserves cumulatives. À l'opposé, il serait également exagéré de prétendre que les coûts de l'offre ne fluctuent pas en termes réels sur une longue période.

Dans nos prévisions, nous avons tenu compte des estimations des coûts de l'offre de gaz provenant des réservoirs étanches de l'Ouest canadien, mais nous avons exclu les estimations de coûts pour le méthane de filon houiller vu le peu de renseignements dont nous disposons. D'ailleurs, ces estimations seraient purement théoriques. Cependant, à la lumière de l'expérience acquise récemment aux États-Unis, il se pourrait qu'une partie de ces ressources de méthane puissent rivaliser avec d'autres sources d'approvisionnement canadiennes au cours de la période des prévisions. Le cas échéant, nous aurons peut-être sous-évalué l'offre future de gaz naturel.

Nos estimations des coûts directs pour les régions pionnières reposent en grande partie sur les renseignements dont on dispose au sujet de projets particuliers. Étant donné les longs délais précédant le démarrage de ces projets, il se peut très bien que les progrès technologiques fassent en sorte que les coûts réels soient inférieurs à ceux utilisés dans notre analyse.

6.2.3 Ressources américaines

Même si nous avons redressé quelque peu les estimations des ressources américaines à la lumière de nos consultations, nous nous sommes inspirés dans la plupart des cas des renseignements du domaine public, et notamment des données fournies par la *U.S. Energy Information Administration* (EIA) et le *Potential Gas Committee* (PGC). La terminologie utilisée aux États-Unis pour la classification des ressources diffère à certains égards de celle que nous avons utilisée pour le Canada. Au lieu de modifier la terminologie pour la rendre plus cohérente, nous avons retenu les termes utilisés par ceux qui ont préparé les estimations et nous avons donné des définitions de ces termes dans le texte et le glossaire en annexe, au besoin. Les termes utilisés par le PGC sont décrits dans l'encart.

La production future de gaz naturel américain sera obtenue à même les réserves prouvées restantes et les ressources potentielles de gaz naturel. Dans le premier cas, nous nous sommes inspirés des estimations fournies par l'EIA et dans le deuxième, nous avons retenu les estimations fournies par le PGC (voir le tableau 6-4).

6.2.3.1 Réserves américaines

L'estimation des réserves de gaz naturel américain présentée au tableau 6-4 est celle fournie par l'*Energy Information Administration* (EIA) à la fin de 1988.[1] C'est la seule estimation complète et à large diffusion qui existe des réserves américaines de gaz naturel.

Cette estimation vise les réserves prouvées que l'EIA définit comme «des volumes de pétrole et de gaz qui, d'après des données géologiques et techniques, pourront, avec une certitude raisonnable, être récupérées dans les années à venir à partir de réservoirs connus, dans les conditions économiques et d'exploitation existantes.»

Les réserves prouvées des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) à la fin de 1988 ont été estimées à 158 $10^{12}pi^3$ par l'EIA. Environ 40 %

1 U.S. Crude Oil, Natural Gas and Natural Gas Liquids Reserves, rapport annuel de 1989

Catégories d'estimations du PGC

La terminologie utilisée par le PGC pour la classification de ses estimations des ressources américaines de gaz naturel est décrite ci-dessous.

<table>
<tr><td colspan="3">Potentiel ultime</td></tr>
<tr><td colspan="2">Ressources
récupérables
découvertes</td><td>Ressources
récupérables
non découvertes</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Production
cumulative</td><td rowspan="2">Réserves
prouvées</td><td>Ressources gazières potentielles</td></tr>
<tr><td>Probables* Possibles** Théoriques***</td></tr>
</table>

Données géologiques et techniques décroissantes -------->

*Les ressources probables sont associées aux champs connus et représentent les approvisionnements potentiels les assurés. Pour estimer les ressources de cette catégorie, on peut se fonder sur une quantité relativement importante de données géologiques et techniques. Les ressources probables se situent entre les ressources découvertes et les ressources non découvertes. Elles résultent de l'extension des gisements existants et de la découverte de nouveaux gisements.

**Les ressources possibles constituent une source d'approvisionnement moins certaine parce qu'elles sont censées exister à l'extérieur des champs connus; cependant, elles sont associées à une formation en production dans une province productrice. Leur présence est indiquée par une prévision des tendances d'une formation en production dans une région moins bien explorée de la même province ou sous-province géologique.

***Les ressources théoriques ou hypothétiques constituent la catégorie la plus nébuleuse car on prévoit les découvrir dans des formations ou des provinces dont la productivité n'a pas encore été établie. Des analogues géologiques sont élaborés pour assurer une évaluation raisonnable de ces quantités inconnues.

Tableau 6-4

Estimations des ressources en gaz naturel États-Unis
Scénario de référence

billions de pieds cubes [a]

région d'offre	réserves prouvées [b]	ressources potentielles en gaz naturel [c]			
		probables	possibles	conjecturales	total
golfe du Mexique au large	33	27	55	29	111
Rocheuses	14	39	51	17	107
bassin de l'Anadarko	33	29	27	30	86
côte du golfe du Mexique	35	26	39	20	85
Appalaches	7	22	8	27	57
ouest du Texas	14	14	33	1	48
Pacifique	5	2	14	9	25
Midwest	1	2	7	8	17
Atlantique	0	0	0	13	13
plaines	1	3	3	4	10
bassin de San Juan	15	2	1	0	3
total partiel des 48 États continentaux	**158**	**164**	**237**	**159**	**562**
Alaska	9	9	29	81	118
total	**167**	**173**	**266**	**240**	**679**

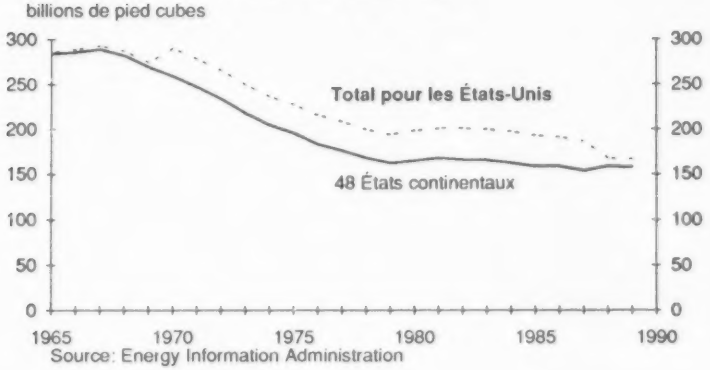
[a] Billions de pieds cubes est équivalent à 1,05 EJ environ.
[b] Energy Information Administration, fin de l'année 1988.
[c] Estimations les plus probables du Potential Gas Committee pour 1988 ajustées de manière à exclure le méthane de filons houillers (90 billions de pieds cubes) et certaines couches aquifères profondes et éloignées (20 billions de pieds cubes).

de ces réserves sont situées dans les régions productrices terrestres de la Louisiane et de la côte du Golfe au Texas, et au large du golfe du Mexique. Parmi les autres grandes régions productrices, on compte le Nouveau-Mexique (17 1012pi^3), l'Oklahoma (16 10^{12}pi^3), le Wyoming (10 10^{12}pi^3) et le Kansas (10 10^{12}pi^3). L'EIA n'a pas fourni des données particulières sur les ressources de méthane de filon houiller. Les réserves totales attribuées à cette ressource par le GRI[1] totalisaient 0,6 10^{12}pi^3 à la fin de 1988 et 1,9 10^{12}pi^3 à la fin de l'année suivante.

Chaque année, on soustrait la production annuelle des réserves prouvées de gaz naturel, on ajoute les découvertes et on apporte diverses modifications (rajustements et révisions). La figure 6-13 illustre la fluctuation des réserves prouvées restantes au cours des 25 dernières années aux États-Unis. Après avoir atteint un sommet d'environ 290 10^{12}pi^3 en 1967, les réserves prouvées ont diminué, les additions aux réserves n'ayant pas suivi le rythme de la production. Cependant, ces dernières années, l'industrie américaine a remplacé une grande proportion de sa production annuelle. Nombre d'observateurs attribuent ce phénomène aux progrès technologiques cumulatifs, qui ont permis d'améliorer les techniques de prospection et de production de gaz naturel. Les additions estimatives aux réserves ont résulté en grande partie de l'évaluation des formations de gaz classique dans les champs existants. Ces

1 P.D. Holtberg, T.J. Woods, M.L. Linton et N.C. McCabe. 1991 Edition of the GRE Baseline Prévision of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1990.

Figure 6-13
Réserves restantes prouvées de gaz naturel américain



Source: Energy Information Administration

Tableau 6-5

Comparaisons des estimations des ressources en gaz naturel aux États-Unis

billions de pieds cubes

	DOI [a]	PGC [b]	DOE [c]
estimations publiées	399	796	1188
moins :			
réserves prouvées			168
ressources probables et déduites		173	111
réserves associées			61
réserves agrandies			119
gaz de schiste bitumineux			31
méthane de filons houillers		90	48
gaz d'une formation imperméable		107 [d]	180
Alaska	75	118	129
le gaz classique non découvert dans les 48 États continentaux	**324**	**308**	**341**

[a]Estimates of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources in the United States: United States Department of the Interior, 1989.
[b] Potential Supply of Natural Gas in the United States :Potential Gas Committee, 1988.
[c] An Assessment of the Natural Gas Resource Base of the United States: United States Department of Energy, 1988.
[d] Selon les documents de travail du DOI, 107 billions of pieds cubes de gaz de formations imperméables sont récupérable au moyen des technologies actuelles. Nous avons donc utilisé cette estimation pour calculer approximativement les ressources en gaz de formations imperméables à soustraire des estimations du PGC.

ressources ont été ajoutées même si le niveau d'activité de forage a été beaucoup plus faible qu'au début des années 1980.

Dans son estimation des réserves prouvées, l'EIA avait d'abord inclus des réserves de 33 $10^{12}pi^3$ pour l'Alaska. En 1988, cependant, elle a soustrait 24,6 $10^{12}pi^3$ de ces volumes de la catégorie des réserves prouvées parce qu'ils ne répondaient pas au critère voulant que ces ressources soient récupérables dans les conditions économiques et d'exploitation *existantes*. Dans nos estimations des ressources potentielles de gaz naturel, nous avons inclus les volumes soustraits des réserves prouvées.

6.2.3.2 Ressources potentielles de gaz naturel américain

Dans notre rapport de 1988, nous avons utilisé les estimations des ressources potentielles établies par le *Potential Gas Committee*. Pour le présent rapport, nous avons examiné diverses estimations à large diffusion et nous avons consulté des représentants de l'industrie et du gouvernement des États-Unis.

Les principales estimations des ressources américaines à large diffusion sont celles préparées par le département de l'Intérieur (service des levés géologiques et de la gestion des minéraux) (DOI), le *Potential Gas Committee* (PGC) et le département américain de l'Énergie (DOE). Ces estimations diffèrent beaucoup; elles s'échelonnent de 399 $10^{12}pi^3$ (DOI) à 1 188

$10^{12}pi^3$ (DOE).[1] Ces estimations sont très différentes mais, comme l'indique le tableau 6-5, cela serait attribuable aux différences dans les catégories de ressources faisant l'objet de ces estimations. Par exemple, le DOI ne tient pas compte des ressources non classiques dans ses estimations tandis que le DOE a postulé que l'évaluation des réserves prouvées permettrait de découvrir des ressources additionnelles appréciables. Lorsqu'on fait la ventilation de ces estimations, on constate qu'en additionnant les éléments qu'elles ont en commun, on obtient des estimations comparables. Les écarts entre les évaluations dépendent surtout de la mesure dans laquelle les réserves prouvées et les ressources non classiques sont incluses dans les estimations.

Tableau 6-6

Potentiel de ressources ultimes en gaz naturel des 48 États américains continentaux à la fin de l'année 1988 [a]

billions de pieds cubes

	scénario de référence	test de sensibilité élevée de la ressource
production cumulative	697	697
réserves prouvées	158	158
ressources potentielles	560	846
Total	**1 415**	**1 701**

[a] Les estimations du potential pour les 48 États continentaux sont ajustées afin d'exclure le méthane de filons houillers et certaines zones aquifères profondes et éloignées.

Suite à nos consultations, nous avons décidé de fonder notre prévision du scénario de référence sur l'estimation la plus probable du PGC faite en 1988. Même si nous reconnaissons que ces estimations sont incertaines, nous avons conclu que le scénario le plus probable du PGC constituait une estimation «médiane» raisonnable, largement reconnue et acceptée.

Les estimations du PGC visent les ressources de gaz naturel qui peuvent être récupérées par des moyens classiques si le rapport prix-coûts est avantageux et si on utilise des techniques courantes.

Les estimations du PGC ne tiennent pas compte des réserves prouvées de gaz naturel dans les champs découverts. Les ressources potentielles sont classées en trois catégories : probables, possibles et théoriques. Ces catégories reflètent la quantité et la qualité des données géologiques et techniques sur lesquelles les estimations sont fondées. Pour chacune de ces catégories de ressources, la PGC fournit une estimation maximale, minimale et la plus probable.

Pour le scénario de référence, nous avons fait la somme de ces trois estimations pour constituer le scénario le plus probable du PGC. L'estimation la plus probable ne représente pas le potentiel maximum qui pourrait être récupéré si les conditions étaient plus favorables que celles actuellement prévues, ni le potentiel minimum dont on pourrait présumer l'existence d'après l'interprétation la plus conservatrice.

Les estimations des ressources potentielles de gaz utilisées dans notre scénario de référence sont présentées au tableau 6-4. Nous avons redressé les estimations du PGC en soustrayant les ressources de méthane de filon houiller (90 $10^{12}pi^3$) dont nous tenons compte dans nos prévisions de l'offre (voir la section 6.2.4) ainsi que les ressources des régions éloignées et les gisements très profonds situés notamment au large de la côte du Golfe (environ 30 $10^{12}pi^3$). Les ressources potentielles restantes des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) se chiffrent à 560 $10^{12}pi^3$. Presque 400 $10^{12}pi^3$ se trouvent dans quatre régions productrices : région au large du golfe du Mexique (111 $10^{12}pi^3$), Rocheuses (107 $10^{12}pi^3$), bassin de l'Anadarko (86 $10^{12}pi^3$), et côte du Golfe, surtout la Louisiane et le Texas (84 $10^{12}pi^3$). L'Alaska pourrait receler des réserves de 118 $10^{12}pi^3$, surtout dans le Nord. Ces ressources estimatives incluant l'Alaska se répartissent comme suit : probables (25 %), possibles (40 %) et théoriques (35 %). La répartition est comparable dans le cas des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska).

1 Dans notre analyse, nous avons utilisé les estimations publiées les plus récentes au moment où nous avons mené notre étude. Le PGC met présentement à jour son rapport de 1988 sur son cycle bisannuel habituel. Le DOE a diffusé récemment une mise à jour de ses estimations antérieures dans le cadre de l'examen de la stratégie énergétique nationale.

Tableau 6-7

Comparaison des estimations des ressources en gaz naturel du scénario de référence

EJ [a]

	Canada à la fin de l'année 1989 [b]		États-Unis à la fin de l'année 1988 [c]	
	BSOC	total	48 États continentaux	total
production cumulative	71	71	697	700
réserves restantes	74	86	158	167
autres ressources récupérables découvertes	0	29	n/a	n/a
ressources récupérable non découvertes	105	375	n/a	n/a
ressources potentiel en gaz naturel	n/a	n/a	560	678
potentiel de ressources ultimes récupérables	**250**	**561**	**1415**	**1545**

[a] 1 EJ est équivalent à 0,95 billions de pieds cubes environ.
[b] A l'exclusion du méthane de filons houillers et du gaz naturel compris dans les gisements à faible perméabilité.
[c] A l'exclusion du méthane de filons houillers.

Si on additionne la production cumulative (697 $10^{12}pi^3$), les réserves prouvées (158 $10^{12}pi^3$) et les ressources potentielles (560 $10^{12}pi^3$), on obtient un potentiel ultime estimatif de 1 415 $10^{12}pi^3$ pour les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska). Cette estimation est celle retenue pour le scénario de référence (voir le tableau 6-6).

Pour la première fois en 1988, les estimations des ressources faites par le PGC incluaient le méthane de filon houiller. L'estimation retenue pour le scénario le plus probable était de quelque 90 $10^{12}pi^3$. Comme nous l'avons souligné précédemment, nous avons exclu les ressources de méthane au tableau 6-4 parce que nous n'en avons pas tenu compte dans nos prévisions de l'offre. Nous nous sommes plutôt inspirés de l'analyse menée par le *Gaz Research Institute* pour prévoir l'offre de méthane de filon houiller pendant la période d'étude. Par conséquent, une partie des ressources de méthane fait l'objet de notre analyse même si ces volumes ne sont pas indiqués explicitement au tableau 6-4.

Les ressources potentielles de gaz provenant de réservoirs étanches (à faible perméabilité) - ce qui comprend les réservoirs de grès, d'argile litée et de carbonates - sont incluses dans les estimations du PGC, mais seulement dans la mesure où leur exploitation est rentable d'après les hypothèses retenues par les évaluateurs au sujet des conditions économiques et technologiques. Cependant, il est impossible de quantifier les volumes de ce gaz inclus dans les estimations du PGC. (Pour notre analyse comparative des estimations des ressources américaines, nous avons retenu des volumes estimatifs de 107 $10^{12}pi^3$, d'après l'estimation du DOI.)

Dans ses estimations, le PGC a exclu la plupart des ressources d'argile litée du Dévonien, exception faite des ressources que le comité juge récupérables au moyen de techniques de forage, de stimulation et de creusage normales et qui, sur le plan géologique, se comparent aux ressources déjà exploitées.

Enfin, comme nous l'avons souligné précédemment, les estimations du PGC, au même titre que celles visant les ressources canadiennes, sont bien incertaines. Dans le scénario de sensibilité aux ressources élevées, nous avons utilisé une estimation de 846 $10^{12}pi^3$, qui correspond à presque 80 % de l'estimation maximale du PGC (1 085 $10^{12}pi^3$), pour le potentiel non découvert des États-Unis. Le potentiel ultime estimatif des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) indiqué dans le scénario de sensibilité s'établit donc à1 700 $10^{12}pi^3$ (tableau 6-6).

Au tableau 6-7, nous comparons les estimations des ressources canadiennes et américaines utilisées dans notre analyse.

Comme nous l'avons décrit à la section 6.5, nous avons évalué la sensibilité des prévisions de notre scénario de référence à des points de vue différents au sujet de la taille et de la répartition régionale du potentiel américain en ressources de gaz naturel.

Les estimations du scénario le plus probable du PGC utilisées dans notre analyse du scénario de référence, ventilées par région du modèle NARG, sont présentées au tableau A6-3 en annexe.

6.2.4 Coûts de l'offre américaine

Dans cette section, nous analysons les estimations des coûts de l'offre américaine que nous avons retenues d'une part, pour les ressources gazières classiques et non classiques des États-Unis continentaux et d'autre part, pour les ressources de l'Alaska. Comme dans le cas de l'offre canadienne, les coûts examinés dans cette section sont des coûts directs qui excluent donc le coût d'utilisation. (Le coût d'utilisation est intégré dans le prix comme nous l'avons indiqué à la section 6.1.) Nous terminons cette section par une analyse des paramètres de base liés à l'offre utilisés dans l'analyse du marché nord-américain du gaz.

Les coûts de l'offre de gaz naturel aux États-Unis constituent un facteur déterminant du niveau global des prix du gaz sur le marché nord-américain; ils influent aussi sur le volume des expéditions interrégionales. Nous nous sommes inspirés grandement des estimations de coûts directs préparées par *Geological Exploration Associates* (GEA) pour l'estimation des ressources gazières non découvertes faite par le PGC en 1986 puis modifiée par *Decision Focus Incorporated* (DFI) et par la *California Energy Commission* (CEC).[1] Les redressements effectués par DFI et la CEC ont eu pour effet net de hausser le coût de production du gaz dans les régions productrices des É.-U. à des niveaux correspondant davantage aux niveaux historiques. Nous avons rajusté à nouveau ces estimations en fonction des données recueillies dans le cadre de nos consultations, des estimations des ressources non découvertes préparées par le PGC en 1988 et des progrès technologiques que nous prévoyons pour la période des prévisions.

GEA a estimé les coûts d'un cycle complet de prospection, de mise en valeur et de production du gaz dans la plupart des régions géologiques définies par le *Potential Gas Committee*. Pour chaque région, cette société a calculé les coûts pertinents aux fins des estimations des ressources non découvertes figurant dans son rapport de 1986. D'après les estimations de coûts de GEA, 12 % des puits d'exploration et 85 % des puits de développement seront productifs. Pour chaque site géologique, GEA a procédé à une évaluation des additions aux réserves attribuables à chaque puits. Les coûts de forage ont été fondés sur les études des coûts de forage menées par *Joint Association*[2]. Les estimations des coûts des équipements de chantier et des coûts de production ont été préparées à l'aide des renseignements fournis par le département américain de l'Énergie[3]. Les coûts de traitement en usine ne figurent pas dans les estimations de coûts de GEA parce que cette société a présumé que dans bien des cas, l'infrastructure serait déjà en place et que les coûts de traitement seraient compensés par les recettes tirées des sous-produits. GEA s'est fondée sur les données relatives aux coûts des années 1982 à 1986 pour ses estimations. Le coût par pied de forage et les autres coûts de base ont baissé de façon générale pendant cette période par rapport aux niveaux records enregistrés à la fin des années 1970.

Nous avons apporté certaines modifications aux estimations de coûts directs préparées par GEA et par DFI/CEC. Premièrement, nous avons rajusté les courbes des prix directs pour les ramener à une échelle correspondant aux estimations du potentiel faites par le PGC en 1988. Deuxièmement, nous avons redressé les coûts estimatifs établis pour plusieurs régions productrices en fonction des données fournies par les représentants de l'industrie et de l'administration américaines que nous avons consultés. Troisièmement, même si de 1982 à 1986, les coûts directs ont été inférieurs à ceux des années antérieures, nous étions d'avis que l'amélioration continue des techniques (telles que les techniques de forage et de prospection sismique) aurait pour effet d'abaisser les coûts de base, en termes réels, à des niveaux inférieurs à ceux de cette période. Nous ne connaissons pas le rythme futur de l'évolution technologique, mais un taux de croissance annuel de 1 % se traduirait par des réductions de coûts de 25 % à 30 % en termes réels, pour l'ensemble de la période des prévisions. Nous avons présumé que les innovations technologiques réduiraient les coûts directs en capital de 1 % par année jusqu'à concurrence de 25 % en plus d'abaisser les frais d'exploitation jusqu'à ce qu'ils représentent 65 % des estimations de GEA, DFI et CEC pour cette période.

Les estimations de coûts directs incluses dans notre scénario de référence pour quelques-unes des grandes régions productrices des É.-U. sont présentées à la figure 6-14 (incluant les recettes avant impôt du producteur) et à la figure 6-15 (excluant les recettes avant impôt du producteur). Dans notre analyse des prix et des expéditions de gaz, nous utilisons les estima-

---

1 An Economic Evaluation of Alternative Interstate Pipeline Projects to serve California, California Energy Commission, mars 1989.

2 American Petroleum Institute, Independent Petroleum Associations of America, Mid-Continent Oil and Gas Association, «Survey on Drilling Costs».

3 Costs and Indices for Domestic Oil and Gas Field Equipment and Production Operations.

Figure 6-14

Coûts directs pour des régions d'offre sélectionnées en Amérique du Nord (y compris les bénéfices des producteurs)

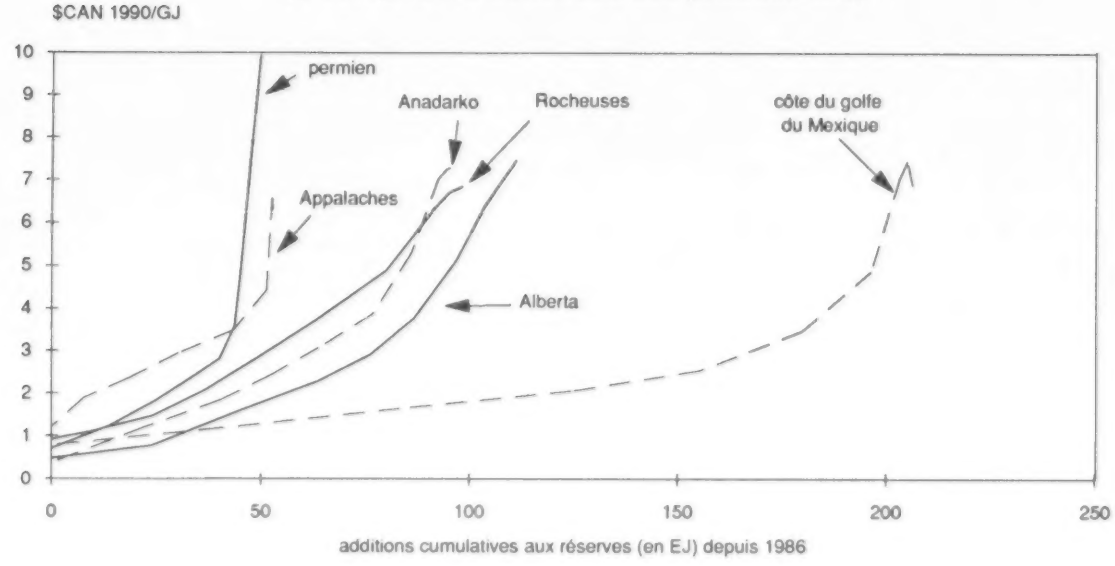
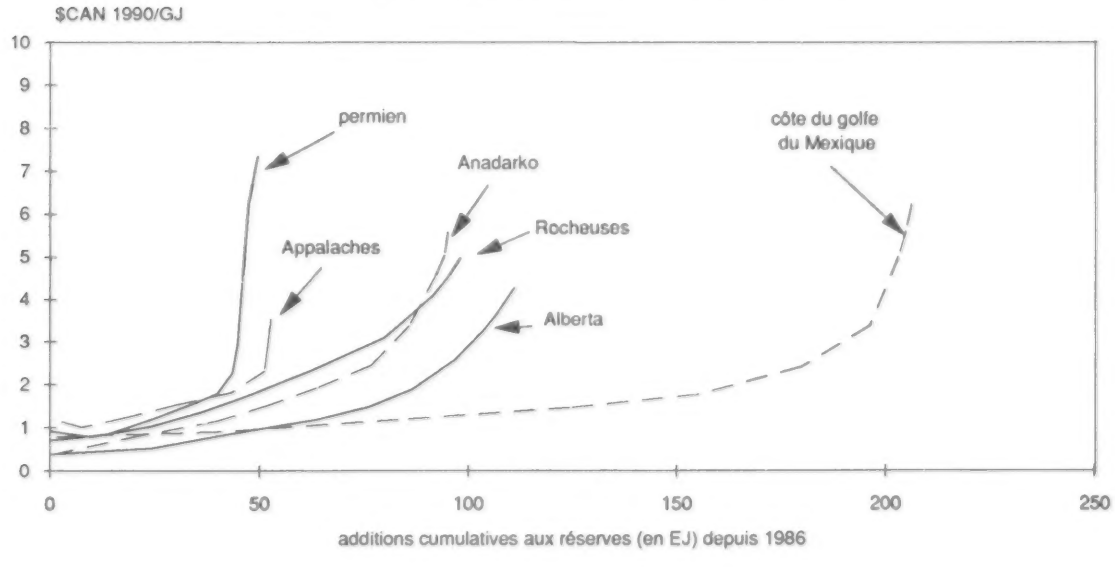


Figure 6-15

Coûts directs pour des régions d'offre sélectionnées en Amérique du Nord (à l'exclusion des bénéfices des producteurs)



tions de la première figure et, pour des fins de comparaison, ces chiffres indiquent les coûts directs applicables au gaz classique de l'Alberta. Nous nous sommes efforcés d'estimer les coûts directs au Canada et aux États-Unis de la façon la plus cohérente possible, mais les méthodes sous-jacentes et les données àl'appui de ces estimations diffèrent et, par conséquent, les comparaisons demeurent approximatives.

Le tableau A6-4 en annexe donne des précisions sur les coûts directs utilisés dans notre analyse du scénario de référence pour les régions productrices des É.-U. Lorsque les ressources gazières provenant de réservoirs étanches sont incluses dans les estimations des ressources du PGC, les coûts directs estimatifs fluctuent en conséquence.

Comme nous l'avons indiqué à la section 6.2.3, les É.-U. possèdent des ressources considérables de méthane de filon houiller et récemment, la production a affiché une hausse importante notamment dans le bassin de San Juan. Cependant, il existe peu de renseignements à large diffusion sur les coûts directs associés à la mise en valeur du méthane des filons houillers. Le crédit d'impôt accordé aux producteurs américains, qui a été reconduit récemment jusqu'en 1992, complique encore plus l'évaluation de la viabilité économique de cette ressource. C'est pourquoi nous nous sommes gardés de faire une estimation indépendante des coûts directs liés à la production du méthane. Nous avons utilisé les coûts de production du méthane des régions de San Juan, de Black Warrior et des Appalaches et, compte tenu de notre prévision des prix, ces coûts font en sorte que nos prévisions de la production de méthane sont comparables à la prévision de référence de 1991 du GRI[1] concernant la production de ces régions pendant la période des prévisions.

Dans le cas du gaz de l'Alaska, nous avons utilisé les estimations de coûts directs contenues dans l'étude de la CEC mentionnée précédemment. Des volumes considérables de gaz associé sont produits à Prudhoe Bay sur le versant Nord de l'Alaska, mais la quasi-totalité du gaz produit est réinjecté pour faciliter la récupération du pétrole et parce qu'actuellement, il n'existe aucun réseau de transport pour acheminer le gaz vers les marchés. Ce gaz pourrait être disponible à la sortie de l'usine moyennant des investissements minimums. D'après notre analyse, environ 30 $10^{12}pi^3$ de gaz de l'Alaska pourraient être disponibles à la sortie de l'usine à un coût direct inférieur à 1 $/GJ (dollars canadiens de 1990), incluant les recettes avant impôt du producteur. Certes, il faut ajouter à cela des frais de transport très élevés pour acheminer le gaz vers les marchés. Par ailleurs, on prévoit la mise en valeur de ressources additionnelles dans cette région, moyennant cependant des coûts directs plus élevés. Toutefois, cette production ne devrait pas contribuer à l'offre américaine pendant la période des prévisions.

Dans notre analyse, nous n'avons pas tenu compte des importations prévues en provenance du Mexique car selon la plupart des personnes consultées, il est peu probable que cette production contribue à l'offre américaine pendant la période des prévisions. Cependant, quelques représentants de l'industrie ont indiqué que des volumes de gaz mexicain pourraient être acheminés vers la côte du Golfe vers la fin de la période d'étude.

Pour clore cette section, nous allons analyser les autres facteurs liés à l'offre qui influent sur les coûts de celle-ci et, par conséquent, sur la tarification du gaz et les échanges interrégionaux. Il s'agit des coûts directs applicables au gaz naturel liquéfié, d'hypothèses d'ordre financier, du rapport réserves/production et des coûts filets.

Le GNL pourrait devenir une source d'approvisionnement en gaz naturel pour le marché nord-américain. Il existe déjà des terminaux de réception à Everett (Massachusetts), Cove Point (Maryland), Elba Island (Géorgie) et Lake Charles (Louisiane). Ces terminaux, dont la capacité théorique globale oscille de 0,8 à 1,0 $10^{12}pi^3$ par année, ont été aménagés il y a plusieurs années, mais ils ont été peu exploités parce qu'en raison de son coût, le GNL livré ne pouvait pas concurrencer le gaz local. Nous ne prévoyons pas la construction de terminaux d'envergure au cours de la période des prévisions. D'après les personnes consultées, un nombre très limité de ports de mer se prêteraient àl'aménagement de ces installations et le choix d'emplacements convenables serait fort difficile.

Si les importations de GNL augmentent, il faudra construire de nouvelles installations dans les pays exportateurs. Selon nous, ces équipements seront rentables seulement si le prix du GNL débarqué aux É.-U. est supérieur au prix actuel. Nous avons présumé que ce prix équivaudra à 80 % de celui du pétrole brut parce que les pays producteurs vont probablement évaluer le GNL en tant que substitut du pétrole tout

1 P.D. Holtberg, T.J. Woods, M.L. Lihn et N.C. McCabe, 1991 Edition of the GRI Baseline Prévision of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1990.

en voulant pénétrer les marchés européen et nord-américain.

Les coûts de l'offre que nous avons retenus pour notre analyse prévoient un taux de rendement convenable pour le producteur. Pour intégrer cet élément ànotre grille d'analyse, nous avons dû poser des hypothèses à caractère financier. Pour les É.-U., nous avons présumé que le capital de la dette et le capital-actions pourraient être empruntés à des taux réels respectifs de 4 % et 8 %. Dans l'ensemble, le ratio de levier de l'industrie américaine est inférieur à celui de l'industrie canadienne, et nous avons présumé que 80 % des investissements américains seraient financés avec le capital-actions et 20 % avec la dette. Au Canada, ces paramètres se chiffrent comme suit : capital de la dette, taux réel de 4 %; capital-actions, taux réel de 8 %; 60 % du capital investi financés avec le capital-actions et 40 % avec la dette. Le taux de l'impôt sur le revenu imposable est estimé à 45 % dans les deux pays. Ces hypothèses ne tiennent pas compte des dispositions spéciales susceptibles d'abaisser le taux d'imposition à un niveau inférieur à 45 %.

Les rapports réserves/production présumés (rapports R-P) se répercutent aussi sur les estimations de coûts directs utilisés dans notre analyse. Ce rapport indique le niveau des réserves ou des stocks qui est maintenu constant par rapport à la production. Plus il est bas, moins les stocks sont élevés et moins les frais financiers sont élevés pour un niveau particulier de la demande. En général, lorsque le rapport est bas, les coûts de l'offre diminuent et lorsqu'il est élevé, on observe la tendance inverse. Pour les États-Unis, le rapport R-P global a été maintenu à environ 10 % pendant une certaine période (figure 6-16). Nous avons choisi un rapport comparable pour chacune des régions productrices et nous avons présumé que dans la plupart des régions d'offre des É.-U., ce rapport serait de 10 pendant la période des prévisions. Les deux exceptions sont la région des Appalaches où, selon nous, un rapport de 20 serait plus raisonnable en raison de facteurs extra-économiques et de la faible productivité de certains gisements, et la région de la côte du Golfe où des réservoirs plus prolifiques ont constamment amené le rapport R-P à 6 ou 7. Dans notre analyse, nous avons retenu un rapport de 7 pour cette dernière région.

En dernier lieu, dans la grille d'analyse que nous utilisons, il nous faut inscrire un coût d'offre filet. Une source filet est une source d'approvisionnement d'où l'on peut tirer des volumes considérables de gaz àdes coûts relativement constants dans le temps. Le rôle du coût filet dans la tarification est décrit plus en détail à la section 6.1. Aux fins de notre analyse, nous avons examiné diverses sources d'approvisionnement filets potentielles, y compris le méthane de filon houiller (volumes excédant de façon appréciable les volumes escomptés par le GRI), le GNL (volumes excédant de beaucoup la capacité des terminaux actuels), le gaz naturel synthétique tiré du charbon et l'offre des régions pionnières. D'après notre analyse, des volumes importants provenant d'une combinaison de ces sources pourraient être offerts par diverses régions à des coûts directs de l'ordre de 7,50 $ (dollars canadiens de 1990).

L'estimation du coût filet est fondée sur la prévision des coûts de l'offre de diverses sources qui sont censées contribuer à l'offre bien après seulement le début du siècle prochain. Nous avons estimé les coûts filets à l'aide des avis éclairés et des données fournis par les personnes consultées; nous avons essayé également d'intégrer une certaine mesure de l'évolution technologique dans cette analyse, mais cette estimation demeure purement théorique. La sensibilité des prévisions des prix du gaz naturel à des hypothèses différentes au sujet du coût filet est analysée à la section 6.5.3, où nous constatons qu'une fluctuation même importante de ce coût n'a pas d'incidence majeure sur la tarification.

Figure 6-16

Rapport réserves / production aux É.-U.

En résumé, l'estimation des coûts directs pour les États-Unis a un impact important sur la tarification du gaz naturel sur le marché nord-américain. Les coûts comparatifs, notamment entre les États-Unis et le Canada, peuvent influer grandement sur les échanges interrégionaux de gaz. Nous avons utilisé le plus possible les meilleurs renseignements publics existants au sujet des coûts aux États-Unis ainsi que les données provenant de représentants compétents de l'industrie et de l'administration américaines; nous nous sommes efforcés d'intégrer une certaine mesure de l'évolution technologique, mais en dépit de tous ces efforts, nos estimations demeurent incertaines. Les scénarios de sensibilité analysés plus loin dans le présent chapitre sont donc importants car ils nous permettent de mieux comprendre l'incidence possible sur les prix de points de vue différents sur les coûts de l'offre américaine.

6.2.5 Le réseau de gazoducs

Dans cette section et deux sections suivantes, nous analysons les hypothèses que nous avons retenues relativement au réseau de gazoducs, aux droits pipeliniers et aux coûts de distribution pour prévoir l'évolution du marché nord-américain du gaz naturel.

Le réseau de gazoducs de l'Amérique du Nord est très vaste et complexe; il compte de nombreuses interconnexions, des installations concurrentes entre les points de réception et de livraison ainsi que des conditions d'exploitation technique et des pratiques commerciales variées. Il n'est ni possible, ni nécessaire pour les besoins de notre étude, de disposer d'une réplique parfaite de ce réseau pour l'analyse à l'appui de nos prévisions relatives au marché du gaz naturel.

Cependant, nous avons besoin d'un plan suffisamment détaillé pour mener une analyse réaliste des volumes de gaz concurrents qui circulent entre les régions canadiennes et américaines qui revêtent de l'importance pour les prévisions relatives au commerce international du gaz. Lorsque nous utilisons une grille d'analyse pour une partie de l'étude, il faut que le plan du réseau interrégional soit suffisamment détaillé pour éviter que des volumes importants soient attribués à tort à une région ou soient tout simplement omis.

Lorsque l'analyste utilise le modèle NARG pour élaborer des prévisions des échanges commerciaux, il doit indiquer soit les «corridors» pipeliniers, àsavoir des liaisons uniques représentant la totalité des gazoducs reliant les mêmes points de réception et de livraison, soit des gazoducs individuels. À titre d'exemple de corridor, il y a la chaîne d'approvisionnement s'étendant de la côte du Golfe à la région de demande du Centre est-sud. Au nombre des pipelines individuels, il y a la canalisation TCPL qui relie l'Alberta à l'Ontario[1]. L'analyste opte pour les corridors lorsqu'il y a lieu de représenter l'itinéraire avec un ensemble de données sur les droits et la capacité, ou lorsqu'il existe des canalisations concurrentes dont les capacités et les droits sont très différents et qu'il est intéressant d'analyser leur compétitivité. La figure 6-2 illustre le réseau utilisé dans le modèle NARG. Le tableau A6-5 indique en détail pourquoi nous avons choisi de représenter tous les itinéraires dans notre réseau.

Le réseau illustré comprend les installations existantes de déliquéfaction du GNL. Il ne prévoit pas d'équipements additionnels car il est peu probable que les autorités locales approuvent l'aménagement de nouvelles usines vu les perceptions négatives de la population face aux risques que ces usines présentent pour la sécurité et l'environnement.

Le réseau est constitué des gazoducs existants et des gazoducs futurs. Ces derniers commencent à acheminer le gaz lorsque celui-ci devient concurrentiel. Parmi ces nouveaux gazoducs, on compte le Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska (RTGNA), le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et les projets de doublement des gazoducs Altamont et PGT.

6.2.6 Droits pipeliniers

Après avoir choisi le plan de réseau, il faut indiquer la capacité de chaque gazoduc et les coûts de transport pertinents. À cette fin, il faut connaître les paramètres suivants :

- possibilité d'agrandissement et coûts connexes;
- droits perçus;
- structure des droits (c'est-à-dire les frais liés à la demande et au produit);
- évolution du coût du service au fil des ans;
- adaptation des droits aux conditions du marché.

L'importance de ces paramètres tient au fait que les droits influent forcément sur l'offre et la demande de gaz sur les marchés d'utiiisation ultime et que les coûts de transport comparatifs peuvent avoir une incidence sur le schéma d'acheminement du gaz naturel sur le

1 Nous avons attribué au réseau TCPL 300 10^9pi^3 des volumes de Great Lakes acheminés de l'Alberta vers l'Ontario.

continent nord-américain. Par exemple, les frais de transport constituent un facteur d'importance particulière pour les expéditions de gaz canadien parce qu'au Canada, les distances entre les sources et les marchés sont généralement plus grandes qu'aux États-Unis. Cela dit, à la lumière de notre expérience avec le modèle NARG, il appert qu'à long terme, les coûts comparatifs du gaz lui-même entre les diverses sources d'approvisionnement constituent *généralement* le facteur déterminant des volumes qui seront acheminés de sources particulières vers les marchés. Cela s'explique par le fait que les valeurs de l'énergie et les coûts de l'offre de gaz augmentant avec le temps, ils représentent une proportion croissante du coût total du gaz livré.

Nous devons poser des hypothèses quant aux **possibilités d'agrandissement et aux coûts des travaux**, mais nous ne disposons pas de données détaillées sur les conditions d'agrandissement de chaque gazoduc et chaque corridor figurant sur notre grille d'analyse.

Pour surmonter cet obstacle, nous présumons que la capacité pipelinière peut être accrue tout en maintenant les droits à des niveaux réels constants àmoins d'information contraire au sujet de canalisations précises. Nous présumons implicitement que les coûts d'agrandissement compensent la dépréciation de la base des taux en vigueur, les taux réels se situant aux niveaux actuels environ. Le tableau A6-6 indique quels gazoducs ont fait l'objet d'hypothèses exceptionnelles.

Ce traitement des droits n'est pas idéal parce qu'il pourrait entraîner une sur-estimation ou une sous-estimation des coûts de livraison du gaz par des gazoducs dont la base des taux pourrait être décroissante ou croissante, respectivement, en termes réels, mais auxquels nous avons attribué des valeurs constantes réelles. Cela pourrait, par ricochet, fausser l'évaluation de la part des marchés d'utilisation ultime accessibles que détiennent diverses sources de gaz.

Toutes ces considérations nous amènent directement à dépeindre l'**évolution de coût du service** au fil des ans. Si un gazoduc n'est pas agrandi, sa base des taux est appelée à diminuer avec le temps. Si les droits sont établis en fonction du coût du service, ils devraient donc fléchir en termes réels avec le temps. Pour bien illustrer nos propos, il faudrait reporter sur la grille d'analyse les prévisions du coût du service de chaque gazoduc du réseau et pour ce faire, disposer d'un grand nombre de données sur les bases de taux actuelles et sur leur évolution future et, qui plus est peut-être, il faudrait savoir si, à long terme, la méthodologie de conception des droits sera encore fondée sur le coût du service. Malheureusement, nous ne disposons pas de tous ces renseignements et nous ne pouvons pas nous prononcer sur ce dernier élément d'information à ce moment-ci.

Comme nous sommes incapables de tracer des profils de bases de taux décroissantes dans le temps, nous avons opté pour une démarche plus raisonnée dans le cadre de laquelle nous tentons de déterminer quels gazoducs sont appelés à afficher une base de taux décroissante (d'après les prévisions des expéditions futures), et pour ces gazoducs, nous avons retenu un droit réel constant auquel nous attribuons une valeur moyenne se situant entre le droit actuellement en vigueur et le droit qui serait perçu une fois la base grandement dépréciée. Certains droits seront sous-estimés dans l'immédiat et sur-estimés par la suite, mais cela ne devrait pas fausser beaucoup l'analyse car les gazoducs assortis de bases de taux décroissantes peuvent être déjà fort dépréciées, et les droits deviennent progressivement moins importants que les coûts du gaz.

En outre, l'utilité d'établir une courbe de coûts de service dépend aussi de la **qualité des connaissances que nous possédons sur les droits pipeliniers perçus**. Nous avons mené de vastes consultations auprès des sociétés pipelinières et quelques-uns de leurs clients et nous avons pu constaté les difficultés que pose l'établissement de moyennes représentatives des droits *en vigueur*. Les barèmes de droits publiés sont utiles certes, mais ils ne permettent pas de traduire de façon réaliste les frais de transport actuels. Dans le cas des gazoducs en place, les droits varient considérablement suivant les conditions de transport et, dans certains cas, le niveau de la concurrence. Dans la zone de concession de Pacific Gas and Electric dans le nord de la Californie, les frais de transport et de distribution sont regroupés, de la frontière étatique au bec du brûleur, tandis que dans le cadre de notre démarche, nous distinguons les frais de transport des frais de distribution et, par conséquent, nous avons estimé des coûts non regroupés. Dans le cas des gazoducs à venir, beaucoup de controverse et d'incertitude entourent les droits qui seront perçus parce que ceux-ci dépendront surtout des décisions que les organismes de réglementation prendront au sujet des questions relevant de leur compétence. À titre d'exemples, mentionnons les droits éventuellement applicables au gazoduc Altamont, l'extension de PGT et au RTGNA.

Outre le *niveau* des droits, il faut examiner la **structure des droits** car les gazoducs ont des méthodes différentes de recouvrement des frais liés à la demande et des frais liés au produit. Les gazoducs canadiens utilisent généralement la formule des coûts fixes et variables tandis qu'aux États-Unis, on utilise le barème modifié de coûts fixes et variables.[1] D'aucuns estiment que les différences dans la structure des droits des gazoducs influent sur la compétitivité des différentes sources de gaz.

Nous devons aussi tenir compte du fait que la structure des droits évolue avec le temps, mais nous ne pouvons pas prévoir quand ni comment elle sera modifiée. Tant les sociétés pipelinières que les organismes de réglementation peuvent enclencher le processus de modification pour diverses raisons.

Nous nous sommes gardés de décrire la structure des droits dans notre analyse et ce, pour deux raisons. Premièrement, il nous serait difficile de le faire avec un certain degré de certitude. Deuxièmement, nous ne sommes pas du tout convaincus de l'importance de ce facteur pour une prévision à long terme si une société pipelinière veut poursuivre ses activités. Elle doit recouvrer ses coûts globaux et obtenir un taux de rendement normal. Ses clients doivent évaluer leurs coûts globaux de transport pour chaque canalisation de rechange étant donné qu'ils assument les frais liés à la demande et les frais liés au produit. À long terme, dans le cas des nouveaux contrats et des anciens contrats renouvelables, les frais liés à la demande deviennent des coûts futurs plutôt que des coûts amortis, et c'est ce coût composé que les futurs expéditeurs examineront. Par conséquent, les droits modélisés qui englobent les frais de transport liés à la demande et au produit devraient refléter la position concurrentielle et la rentabilité des divers gazoducs sur une très longue période de temps à venir. Les droits que nous indiquons sont des coûts de transport unitaires moyens qui ne distinguent pas les frais liés à la demande des frais liés au produit.

Le principal facteur déterminant de l'évolution des droits est peut-être la **capacité de ceux-ci de s'adapter aux conditions du marché**. Les droits sont réglementés depuis nombre d'années et sont fondés en grande partie sur le coût du service; ils ne peuvent guère s'adapter aux conditions du marché. Cependant, on observe divers changements. Par exemple, la FERC autorise les sociétés pipelinières assujetties à des certificats facultatifs ou à un barème modifié de coûts fixes et variables, à abaisser leurs droits dans une certaine mesure pour obtenir plus de volumes à expédier, mais le taux de rendement global est encore réglementé. Les rabais sont actuellement consentis aux expéditeurs sur une base plutôt limitée et saisonnière, mais ils peuvent témoigner d'une évolution plus générale et graduelle vers des mécanismes obéissant aux règles du marché, notamment dans les cas où il serait avantageux de laisser le marché répartir les volumes entre les sources et les transporteurs rivaux. Comme ces mécanismes ne sont pas encore en place, nous n'en tenons pas compte dans nos prévisions.

Comme nos droits représentent des valeurs moyennes à long terme, nous ne pouvons pas illustrer les fluctuations saisonnières et ponctuelles des volumes empruntant des itinéraires particuliers. Selon nous, cela ne devrait pas fausser une prévision à long terme de la composition changeante des expéditions de gaz parce qu'en quelques années, en moyenne, chaque gazoduc doit atteindre le taux de rendement visé ou faire face à une forme de rajustement commercial. À plus long terme, nos résultats indiquent forcément quelles liaisons peuvent connaître des difficultés financières parce qu'elles ne réussissent pas àobtenir les volumes sur lesquels leurs droits ont été fondés. En ce sens, nos prévisions peuvent prolonger l'exploitation de certaines liaisons qui, en pratique, auraient mis fin à leurs activités ou, dans le cas contraire, elles peuvent commander une réduction plus rapide de la base des taux permettant de fixer des droits concurrentiels.

Dans ce contexte, nous résumons ci-après les modalités que nous avons appliquées pour établir les droits pipeliniers dans le cadre de nos travaux avec le modèle NARG.

1. À la faveur de nos vastes consultations auprès de gazoducs, de clients et d'organismes gouvernementaux, nous avons établi des droits pipeliniers moyens, constants et spécifiques pour chaque liaison en tenant compte de la valorisation ou de la dépréciation de la base des taux actuellement prévue, sauf lorsque nous disposions de plus de renseignements particuliers sur la mesure dans laquelle les droits seraient majorés si la capacité du gazoduc augmentait.

2. Dans ces derniers cas, nous avons utilisé un multiplicateur qui actualise les droits proportionnellement à la capacité additionnelle et ce, jusqu'à un niveau plafond reflétant en

1 Ce barème constitue une façon différente de structurer les composantes demande et produit du droit exigible.

totalité la hausse réelle maximale prévue de ces droits. Ces droits actualisés visent tous les volumes et doivent être considérés comme étant des droits de péréquation et non des droits marginaux. Le modèle NARG indique alors les volumes qui sont concurrentiels à mesure que les droits applicables aux liaisons en cause sont majorés.

3. Pour les grands projets de gazoduc (par ex. le RTGNA et le gazoduc de la vallée du Mackenzie), nous tenons compte du coût de service. Dans le cas du RTGNA, nous avons calculé le coût de service moyen des dix premières années d'exploitation et, pour les années suivantes, nous avons utilisé le coût de service restant pour refléter les frais moyens en capital à long terme. Pour le gazoduc de la vallée du Mackenzie, nous avons retenu le coût moyen de service à long terme. (Nous sommes conscients que les modalités réelles de tarification seront plus complexes lorsque ces gazoducs seront mis en service.)

4. Dans les cas où nous disposions de renseignements divergents sur les droits pipeliniers, nous avons vérifié l'incidence de points de vue différents sur les volumes acheminés et nous avons comparé les résultats obtenus avec les renseignements commerciaux existants afin de poser l'hypothèse relative aux droits qui constitue l'approximation la plus proche entre les résultats du modèle et les renseignements commerciaux. Cette démarche est utile, mais elle comporte des lacunes dans les cas où la somme des perspectives commerciales concurrentes peut excéder la taille probable du marché.

En guise de conclusion, nous devons poser des hypothèses simplificatrices pour les besoins d'une analyse globale de cette nature et, à cette fin, nous avons obtenu des données de base considérables provenant de sources bien informées pour établir des estimations de droits qui soient aussi raisonnables que possible étant donné les limites évidentes. Des écarts mineurs par rapport àces hypothèses ne sont pas censés avoir un impact majeur sur la taille globale du marché du gaz naturel ni sur les prévisions des prix du gaz, mais des hypothèses différentes peuvent influer sur les volumes acheminés par les corridors apparentés et, par ricochet, sur les parts de marché des sources d'approvisionnement correspondantes.

6.2.7 Frais ou marges de distribution

Certains facteurs déterminants des droits pipeliniers s'appliquent aussi aux frais de distribution, notamment : la connaissance actuelle de ces frais, l'évolution du coût du service dans le temps, ainsi que la capacité d'adaptation des frais aux conditions du marché.

Dans le cas des É.-U., nous avons fondé généralement nos prévisions sur les renseignements fournis avec la prévision de base de 1991 du GRI. Pour le Canada, nous avons utilisé les données internes préparées de la façon indiquée à la section 3.1. En général, nous avons indiqué des frais de distribution très bas pour le secteur industriel et le secteur de la production d'électricité en présumant qu'avec le temps, ces frais peuvent être aussi comprimés que les conditions commerciales le permettent de façon que le gaz puisse concurrencer le mazout sur les marchés d'utilisation ultime déjà aptes à la substitution, étant donné les prévisions de notre scénario de référence et de nos scénarios de sensibilité aux prix bas du pétrole. Le tableau A6-7 en annexe énumère les frais de distribution que nous avons retenus.

Nos frais de distribution demeurent constants en termes réels pendant la période d'étude. Ils ne fluctuent pas en fonction des conditions du marché autant qu'ils l'auraient fait dans la réalité et ils ne reflètent pas non plus l'évolution des bases de taux des sociétés de distribution locale. Cela peut pousser les coûts de distribution à la hausse dans une certaine mesure, à une date ultérieure pendant la période des prévisions. Cependant, comme la demande de gaz naturel est très peu sensible au prix sur le marché «captif» et que les frais de distribution établis à l'origine dans les secteurs sensibles aux prix sont très bas, nous sommes d'avis que nos résultats sont assez représentatifs de ce qu'ils auraient été si nous avions eu une idée plus précise de l'évolution des frais de distribution au fil des ans.

6.2.8 Prix du pétrole et restriction de la consommation

Jusqu'en 2010, les hypothèses relatives aux prix du pétrole brut sont celles énoncées à la section 2.1.1[1]. Dans nos prévisions, le mazout lourd et le mazout léger sont les substituts du gaz naturel

1 Quand nous utilisons le modèle NARG, la période d'analyse s'étend jusqu'en 2032. Après 2010, nous avons maintenu le prix réel du scénario bas au niveau de 2010 et nous avons laissé les prix du pétrole du scénario de référence et du scénario élevé monter jusqu'à environ 42 $/baril (dollars américains de 1990) en 2032; ce prix équivaut à notre valeur filet, soit environ 8,30 $/GJ (dollars canadiens de 1990).

dans le secteur de la production d'électricité tandis que dans le secteur industriel, le combustible de remplacement est le mazout lourd. Nous avons établi nos prix du mazout lourd et du mazout léger en fonction des prix du pétrole brut indiqués ci-dessus.

Le mazout lourd comprend les mazouts n^{os} 4, 5 et 6 tandis que le mazout léger désigne le mazout n^{o} 2. Les prix du mazout lourd et du mazout léger livrés aux utilisateurs ultimes dans chaque région sont fondés sur les prévisions de prix du pétrole brut figurant à la section 2.1. Nous avons présumé un ratio mazout lourd-pétrole brut de 0,95 (par volume) car, selon nous, il est représentatif du rapport entre les prix à long terme. Par le passé, ce ratio a fluctué beaucoup passant d'environ 0,75 à plus de 1,0.

D'après les personnes que nous avons consultées, une «prime environnementale» de 0,75 $ le baril (dollars américains de 1990) a été ajoutée à tous les prix des mazouts canadiens et américains pour refléter les coûts supplémentaires de production du mazout à faible teneur en soufre ou de désulfuration du mazout très sulfureux. En outre, les prix du mazout lourd en Californie et dans le Nord-Est des É.-U. ont été fixés au même niveau que ceux du mazout léger pour refléter les règlements plus stricts adoptés dans ces régions en matière d'environnement. Dans le sud de la Californie, où ces règlements sont particulièrement sévères, l'utilisation du mazout lourd diminuera graduellement jusqu'en 1997 et, cette année-là, le mazout léger ne représentera plus que 5 % du marché du gaz et du mazout léger.

Le tableau 6-8 indique les prix du mazout lourd et du mazout léger prévus pour le Canada et les États-Unis.

Tableau 6-8

Prix des produits pétroliers pour l'analyse du marché du gaz naturel

($ CAN 1990/GJ)

	1989	1992	1997	2002	2007	2012
Canada						
mazout léger	8,00	7,45	8,01	8,38	8,81	9,17
mazour lourd - marché non captif	3,02	3,50	3,99	4,22	4,44	4,60
mazout lourd - production d'électricité	3,02	3,50	3,99	4,22	4,44	4,60
États-Unis						
mazout léger	5,10	6,06	6,69	7,06	7,32	7,33
mazour lourd - marché non captif	3,04	3,63	4,47	4,46	4,59	4,73
mazout lourd - production d'électricité	3,04	3,77	5,55	5,01	4,82	4,86

Nota: Les années présentées ici correspondent aux années étudiées dans l'analyse du modèle NARG (se reporter à la section 6.4)

6.2.9 Demande américaine

Pour déterminer les prix cotés à l'aide du modèle NARG, il faut d'abord faire une première estimation de la demande de gaz. Ensuite, dans le cadre du processus d'établissement des prix, nous redressons cette estimation d'après les hypothèses retenues quant aux prix à l'offre et au transport du pétrole, hypothèses qui peuvent différer de celles sur lesquelles la première estimation est fondée. Dans la présente section, nous analysons cette estimation initiale de la demande américaine et, à la section 6.4.2, nous examinons la prévision de la demande américaine découlant de notre analyse.

Pour estimer la demande américaine de gaz naturel, nous utilisons d'abord la prévision de base de 1991 du **Gas Research Institute**[1]. Cette prévision fournit beaucoup de renseignements sur la demande par secteur et par région ainsi qu'une grande quantité de données à l'appui qui sont des plus utiles pour cerner les facteurs déterminants.

Le tableau 6-9 indique les éléments de la prévision de base GRI de 1991 qui présentent de l'intérêt pour notre analyse.

La demande totale prévue de gaz naturel et de pétrole affiche une hausse marquée entre 1989 et 2010, passant de 21,1 à 29,7 10^{12}pi^3/année; pendant cette période, la part du pétrole passe de 2,2 10^{12}pi^3 à 7,1 10^{12}pi^3 (équivalents).

Pendant la période des prévisions, soit de 1989 à 2010, la demande de gaz naturel connaît une croissance modérée; elle augmente de 3,7 10^{12}pi^3 pour passer de 18,9 à 22,6 10^{12}pi^3/année. La demande de mazout lourd, qui pourrait être

1 P.D. Holtberg, T.J. Woods, M.L. Lihn et N.C. McCabe, 1991 Edition of the GRI Baseline Prvision of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1990.

Tableau 6-9

Prévisions de base du GRI pour 1991
Répartition de la demande de gaz et de pétrole aux États-Unis

(billions de pieds cubes par année)

	1989			2000			2010		
	gaz	mazout lourd	mazout léger	gaz	mazout lourd	mazout léger	gaz	mazout lourd	mazout léger
résidentiel	4,8			4,6			4,4		
commercial	2,6			2,6			3,0		
cogénération	0,2			0,5			0,7		
total pour le commercial	2,7			3,1			3,7		
charges d'alimentation	0,6			0,6			0,5		
industriel	5,5	0,6		5,2	1,8		5,7	2,8	
cogénération	0,7		0,1	1,2		0,2	1,4		0,3
total pour l'industriel	6,2	0,6	0,1	6,4	1,8	0,2	7,2	2,8	0,3
production d'énergie des services publics	2,7	1,4	0,1	4,0	2,5	0,4	4,7	3,2	0,7
concessions/usines et combustible	1,8			1,9			2,2		
total	**18,9**	**2,0**	**0,2**	**20,5**	**4,3**	**0,5**	**22,6**	**6,0**	**1,1**

Source: GRI Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, Gas Research Institute, 1990, édition de 1991.
Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

assurée par le gaz, augmente de façon comparable, passant de 2,0 $10^{12}pi^3$/année en 1989 à 6,0 $10^{12}pi^3$/année en 2010. La demande de mazout léger qui pourrait être satisfaite avec du gaz sera encore marginale sur ces marchés; elle augmentera de seulement 0,9 $10^{12}pi^3$/année pour passer de 0,2 $10^{12}pi^3$/année en 1989 à 1,1 $10^{12}pi^3$/année en 2010.

De 1989 à 2010, la demande de gaz du secteur résidentiel devrait accuser une baisse de 0,4 $10^{12}pi^3$ (de 4,8 à 4,4 $10^{12}pi^3$/année) car les améliorations du rendement énergétique l'emportent sur la croissance du marché. Pendant la même période, la demande du secteur commercial passe de 2,7 à3,7 $10^{12}pi^3$/année; cette hausse est surtout imputable aux services de climatisation et à la coproduction. La demande au titre des charges d'alimentation de gaz sec (par ex. les charges pétrochimiques) devrait demeurer relativement stable et osciller de 0,5 à 0,6 $10^{12}pi^3$/année tout au long de la période d'étude.

De 1989 à 2010, la consommation industrielle de gaz augmente pour passer de 6,2 à 7,2 $10^{12}pi^3$/année. Cette croissance est attribuable en grande partie àla coproduction, mais aussi aux procédés industriels lorsque la combustion moins polluante des combustibles permet d'offrir un produit de meilleure qualité. Nous prévoyons que le gaz perdra une partie de son marché au profit du mazout lourd bon marché comme combustible et pour d'autres applications industrielles. D'ici 2010, la part du mazout dans la demande industrielle devrait tripler pour passer de 9 % à 27 %.

Pendant la période des prévisions, l'essentiel de la croissance de la demande de gaz, soit environ 3,2 $10^{12}pi^3$/année sur 3,7 $10^{12}pi^3$/année, est associé à la production de l'électricité. Les services publics et les producteurs indépendants en consommeront 2 $10^{12}pi^3$ et les installations de coproduction, 1,2 $10^{12}pi^3$. Si la demande de gaz pour la production d'électricité connaît une hausse aussi élevée, c'est parce que la croissance de la demande d'électricité entraîne la construction de centrales thermi-

ques au gaz. La demande de gaz des services publics et des producteurs indépendants croît de 2,0 $10^{12}pi^3$/année, pour passer de 2,7 $10^{12}pi^3$/année en 1989 à 4,7 $10^{12}pi^3$/année en 2010, et environ 0,4 $10^{12}pi^3$ devraient servir au contrôle des émissions dans les centrales thermiques au charbon. Le mazout lourd est appelé àsupplanter le gaz dans les centrales dotées de turbines à vapeur, à mesure que les prix du gaz naturel montent.

La prévision du GRI signale que la demande de gaz pour véhicules atteindra 155 10 $^9pi^3$ en 2010 et qu'elle n'excédera pas ce niveau à moins d'une pénétration plus dynamique des véhicules au méthane à l'extérieur du parc automobile. Le modèle NARG n'indique pas explicitement les utilisations du gaz naturel pour le transport automobile, mais nous incluons le volume en question dans l'estimation de la catégorie concession, usine et combusbible servant à l'exploitation du pipeline.

La prévision du GRI ne tient pas compte des volumes de gaz qui seront acheminés par le gazoduc Iroquois et qui remplaceront le mazout dans le secteur résidentiel en plus du charbon et du mazout lourd dans le secteur industriel. Nous avons donc ajouté des volumes de 200 10^9pi^3/année à notre estimation du marché du Nord-Est des É.-U.

Nous avons encore modifié la prévision du GRI concernant la production des centrales électriques au gaz et au mazout pour tenir compte de l'opinion d'autres personnes consultées aux É.-U. Par suite du rétrécissement des marges de réserve des services publics, toutes les centrales électriques àturbines à vapeur alimentées au gaz (qui peuvent passer au mazout lourd) sont censées demeurer en service et maintenir leur production aux niveaux actuels. Le reste de la croissance de la production des centrales électriques devrait être le fait de groupes électrogènes à turbines de combustion et à cycle combiné vu le rendement énergétique supérieur de ces techniques. Pour tenir compte des facteurs environnementaux autres que ceux inclus dans la prévision de 1991 du GRI, nous avons atténué ou supprimé les baisses de la production des centrales au gaz prévues par le GRI en limitant les hausses correspondantes de la production des centrales nucléaires et des centrales au charbon. Ces redressements ont pour effet de porter la demande prévue de gaz pour la production d'électricité à un niveau excédant de 175 10^9pi^3/année la prévision du GRI.

Pour les besoins de notre analyse, nous avons dû classer à nouveau les données sectorielles du GRI selon les définitions de secteur que nous utilisons dans le modèle NARG. La demande américaine y est analysée par région de recensement, et celle de la Californie est plus ventilée que les autres. Dans chaque région de demande, nous divisons le marché en quatre segments d'après nos hypothèses au sujet de la capacité d'utilisation d'un combustible de remplacement et des combustibles de rechange privilégiés. Ces segments de marché sont les suivants : un marché captif limité au gaz; un marché non captif pouvant passer du gaz au mazout lourd, un marché de production électrique pouvant passer du gaz au mazout lourd, et un marché de production électrique pouvant passer du gaz au mazout léger.

Le marché captif est constitué de consommateurs de gaz naturel qui ne peuvent pas opter aisément pour des combustibles de remplacement; cela comprend les charges de gaz sec pour les usines pétrochimiques et les utilisations du gaz autres que la coproduction résidentielle et commerciale. Les consommateurs captifs sont obligés d'utiliser le gaz soit pour les besoins en énergie des procédés soit parce que l'acquisition de la technologie voulue entraîne des dépenses en capital très élevées, compte tenu de l'échelle des prix du mazout lourd incluse dans nos prévisions.

Nous avons divisé le marché de la production électrique au gaz naturel en deux grandes catégories de techniques. Nous présumons que les centrales dotées de turbines à vapeur peuvent fonctionner au gaz et au mazout lourd tandis que les centrales à turbines de combustion et à cycle combiné sont censées pouvoir passer du gaz au mazout léger. La coproduction industrielle et commerciale consiste à produire de l'électricité en tant que sous-produit d'une autre activité commerciale ou industrielle faisant appel à la vapeur. Comme la coproduction utilise la technique du cycle combiné dans la plupart des cas, nous l'avons incluse dans le segment du marché capable de remplacer le gaz par le mazout léger. À l'annexe 3, nous décrivons plus en détail comment nous avons classé les centrales au gaz suivant leur capacité d'utilisation du mazout léger ou du mazout lourd.

Le tableau 6-10 présente notre version modifiée de la prévision de base de 1991 du GRI. Elle est divisée en quatre secteurs de demande selon la concurrence entre les combustibles, comme elle est structurée dans le modèle NARG.

Sur le marché captif, la demande de gaz du secteur résidentiel devrait diminuer car les améliorations du rendement énergétique font plus que compenser la croissance du marché. La demande de gaz du secteur commercial

Tableau 6-10

Prévisons de l'ONE
Répartition de la demande de gaz et de pétrole aux États-Unis
à utiliser pour l'analyse du NARG

(billions de pieds cubes par année)

	1989			2000			2010		
	gaz	mazout lourd	mazout léger	gaz	mazout lourd	mazout léger	gaz	mazout lourd	mazout léger
marché captif	8,0			8,0			8,1		
marché non captif	5,5	0,6		5,2	1,8		5,8	2,8	
production d'électricité									
gaz/mazout lourd (convertissable)	2,6	1,4		2,5	2,5		2,5	3,2	
gaz/mazout léger (convertissable)	1,1		0,2	3,3		0,5	4,5		1,1
production totale d'électricité	3,7	1,4	0,2	5,8	2,5	0,5	7,0	3,2	1,1
concessions/usines et combustible	1,8			1,9			2,2		
total	**19,0**	**2,0**	**0,2**	**20,9**	**4,3**	**0,5**	**23,0**	**6,0**	**1,1**

Source: Office national de l'énergie, 1991, fondées sur les prévisions de base du GRI modifiées par le personnel de l'ONE.
Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

excluant la coproduction est censée connaître une croissance modérée en raison surtout de la demande associée aux services de climatisation.

Le marché non captif comprend tous les clients industriels, à l'exception des industries de coproduction, utilisant soit du gaz naturel, soit du mazout lourd qui disposent de la possibilité de passer de l'usage d'un combustible à l'autre. Sur ce marché non captif, les hausses modérées prévues de la consommation de gaz naturel tiennent surtout aux procédés industriels qui permettent d'offrir un produit de qualité supérieure parce qu'ils font appel à des combustibles moins polluants. Le mazout lourd à meilleur prix devrait accroître de façon appréciable sa part du marché au détriment du gaz aux fins de la combustion, de l'alimentation électrique et d'autres applications industrielles.

C'est au marché capable d'utiliser indifféremment le gaz et le mazout léger que toute la croissance de la demande des centrales électriques devrait être attribuée. La hausse prévue est imputable dans une proportion d'environ 60 % à la forte augmentation de la production indépendante et de la coproduction commerciale et industrielle. Les dispositifs antipollution installés dans les centrales thermiques au charbon pourraient représenter 8 % de cette croissance.

La demande de gaz sur les marchés de production d'électricité où le gaz et le mazout lourd sont interchangeables devrait se maintenir aux niveaux actuels puisqu'on prolonge la vie des centrales à turbines à vapeur alimentées au gaz. On prévoit que la part du marché détenue par le gaz va diminuer à mesure que les prix du gaz monteront par rapport à ceux du mazout lourd.

La prévision du GRI est fondée sur des hypothèses au sujet des prix mondiaux du pétrole qui sont très différentes des nôtres après l'an 2000. Les prix mondiaux prévus par le GRI sont plus élevés pendant toute la période d'étude (voir le chapitre 2). À la section 6.4.2, nous analysons les conséquences de cet écart par rapport à nos prévisions de la demande américaine.

6.2.10 Demande canadienne

Comme dans le cas de la demande américaine examinée à la section précédente, nous devons d'abord procéder à une première estimation de la

demande canadienne. À cette fin, nous avons utilisé la prévision de la demande du scénario bas figurant dans le rapport de 1988 de l'Office. Pour cette prévision et pour celles du présent rapport, nous avons utilisé le modèle de demande énergétique (MDE) de l'Office parce qu'il donne de la demande canadienne une image plus complète que celle du modèle NARG. À l'aide des deux modèles et en procédant par recoupements, nous avons pu établir des prévisions cohérentes des prix et de la demande. Voir à ce propos les sections 6.4.1 et 6.4.5, respectivement.

6.3 Fondement et description des scénarios

Dans le scénario de référence, les prix du pétrole et les coûts de l'offre du gaz naturel se situent à peu près au milieu de l'échelle de valeurs que nous jugeons réaliste.

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 1, les conditions prévues du marché du gaz naturel sont particulièrement sensibles aux hypothèses avancées au sujet des prix mondiaux du pétrole et des coûts de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord. Comme beaucoup d'incertitude plane sur ces deux facteurs, compte tenu notamment de l'horizon prévisionnel, nous avons jugé essentiel d'établir une fourchette de prévisions s'articulant autour du scénario de référence en appliquant aux résultats clés de celui-ci des hypothèses différentes quant aux prix du pétrole et au coût de l'offre de gaz naturel.

Le prix du pétrole influe sur la demande de gaz naturel surtout sur les marchés aptes à la substitution et, en retour, la demande de gaz naturel détermine le rythme de croissance du coût de l'offre de gaz naturel et du prix de cette ressource, et la demande globale fluctue en fonction de ces prix. Si, par exemple, les prix du pétrole étaient supérieurs à ceux du scénario de référence, la demande de gaz naturel serait plus élevée, et les coûts de l'offre ainsi que les prix du gaz naturel grimperaient plus rapidement. La situation inverse se produirait si les prix du pétrole étaient inférieurs àceux du scénario de référence.

Les coûts de l'offre de gaz naturel ont un impact direct sur les prix du gaz et, par conséquent, sur la demande et le volume des échanges internationaux. En ce qui a trait au commerce international, il convient de souligner un fait important : c'est la différence entre les coûts de l'offre provenant de diverses sources concurrentes canadiennes et américaines qui se répercute le plus sur le volume des exportations et des importations. Les hypothèses relatives aux coûts filets influent également sur les prix du gaz naturel ressortant de notre analyse.

Dans nos tests da sensibilité, nous avons utilisé une gamme de potentiels ultimes en ressources récupérables pour obtenir l'échelle de coûts de l'offre nécessaire pour notre analyse. Cependant, d'autres facteurs pourraient donner lieu à des coûts de l'offre supérieurs ou inférieurs à ceux du scénario de référence comme nous l'avons indiqué à la section 6.2.2.

Toutes ces considérations ont abouti à l'élaboration de sept scénarios :

1. scénario de référence;
2. ressources du scénario de référence combinées à des prix élevés du pétrole;
3. ressources du scénario de référence combinées à des prix bas du pétrole;

prix du pétrole du scénario de référence combinés aux hypothèses suivantes :

4. ressources américaines indiquées dans le scénario de référence et ressources canadiennes élevées;
5. ressources américaines indiquées dans le scénario de référence et ressources canadiennes peu élevées;
6. ressources américaines et canadiennes élevées;
7. ressources du scénario de référence et valeur filet moins élevée pour le gaz naturel.

L'objet premier des scénarios n^{os} 2, 3, 6 et 7 est d'examiner l'incidence des hypothèses modifiées sur les prix et la demande de gaz naturel tandis que les scénarios 4 et 5 visent à évaluer l'incidence, sur les échanges de gaz naturel du Canada avec les autres pays, d'un potentiel ultime canadien plus élevé et moins élevé et des coûts de l'offre modifiés en conséquence.

Le tableau 6-11 indique l'échelle de prix du pétrole brut et les estimations des ressources de gaz naturel utilisées dans chacun de ces scénarios. Même si la fourchette d'estimations des ressources s'applique uniquement au BSOC et aux États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), nous avons inclus les régions pionnières du Canada ainsi que l'Alaska dans ces analyses. Les ressources estimatives indiquées représentent les potentiels ultimes en ressources récupérables.

Tableau 6-11

Description des scénarios du gaz naturel [a]

Scénario	Ressource au Canada[b] (EJ)	Ressource aux États-Unis[c] (billions de pieds cubes)	Prix du pétrole ($ US 1990 par baril)	Description
1	250	1415	20 - 27	de référence
2	250	1415	22 - 35	prix élevés du pétrole
3	250	1415	18 - 20	prix bas du pétrole
4	200	1415	20 - 27	faible ressource au Canada
5	300	1415	20 - 27	ressource élevée au Canada
6	300	1701	20 - 27	ressource élevée en Amérique du Nord
7	250	1415	20 - 27	prix filet bas (5,00 $ CAN 1990/GJ)

[a] Le but de ce tableau est de montrer les paramètres clés qui ont été modifiés dans les tests de sensibilité par rapport au scénario de référence.

[b] Les estimations de la ressource canadienne présentées dans ce tableau se rapportent uniquement au BSOC.

[c] Les estimations de la ressource américaine présentées dans ce tableau se rapportent uniquement aux 48 États continentaux.

6.4 Résultats du scénario de référence

Dans la présente section, nous analysons les résultats du scénario de référence dans l'ordre suivant : prix du gaz naturel, offre et demande américaines, exportations et importations canadiennes, et offre et demande canadiennes. Nous abordons ensuite les principales constatations ressortant des scénarios de sensibilité puis nous résumons les résultats obtenus. Dans le cas des résultats fondés sur les analyses du NARG (North American Regional Gas), nous utilisons les années de compte rendu du modèle NARG, soit 1987 et tous les cinq ans par la suite. Comme la dernière année de prévision du présent rapport est 2010, nous présentons les résultats jusqu'en 2012 dans la série du NARG.

6.4.1 Prix après traitement au gisement et prix régionaux choisis

Le tableau 6-12 indique la progression des prix du gaz naturel du scénario de référence, de 1989 à 2012.

Voici les principaux points qui se dégagent du tableau 6-12 :

1. Entre 1989 et 2002, le prix réel après traitement en Alberta augmente d'environ 5,5 % par année tandis que dans les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), cette hausse est de 4,2 % par année. Par après, jusqu'en 2012, les prix affichent une hausse annuelle d'environ 3,4 % dans les deux cas.

2. Les prix après traitement en Alberta sont inférieurs à ceux des États-Unis continentaux (sauf l'Aiaska) tout au long de la période des prévisions, mais l'écart en pourcentage rétrécit àcompter de la fin des années 1990. Le prix albertain équivaut à environ 73 % de celui des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) en 1989, mais cette proportion passe à 80 % en 1997 et à environ 85 % à partir de 2002. Cet écart entre les prix après traitement en Alberta et dans les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) s'explique en partie par le fait qu'aux États-Unis, les frais moyens de transport par pipeline, des puits vers les marchés, sont moins élevés qu'au Canada. En outre, les premières années de la période des prévisions, le Canada affiche un excédent plus important que celui des États-Unis. Des facteurs liés

Tableau 6-12

Prix du gaz naturel sélectionnés dans le scénario de référence

($ CAN 1990/GJ)

	1989[a]	1992	1997	2002	2007	2012
48 États continentaux prix après traitement	2,09	2,24	2,91	3,56	4,23	4,99
Alberta prix après traitement	1,52	1,41	2,35	3,04	3,62	4,24
Canada marché captif	4,44	4,68	5,00	5,67	6,22	6,75
Canada marché non captif	2,47	2,94	3,58	4,20	4,69	5,27

[a] Réels

Figure 6-17

Prévisions du prix du gaz naturel après traitement

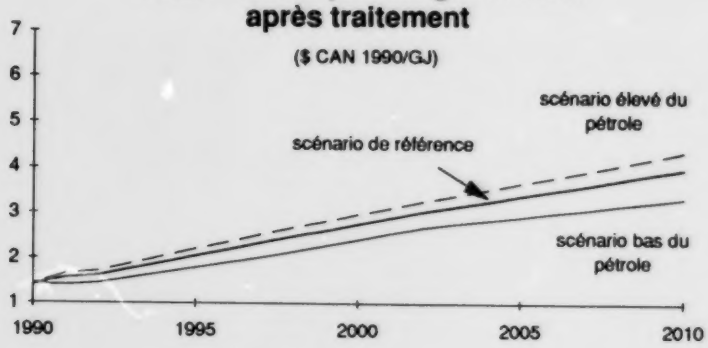
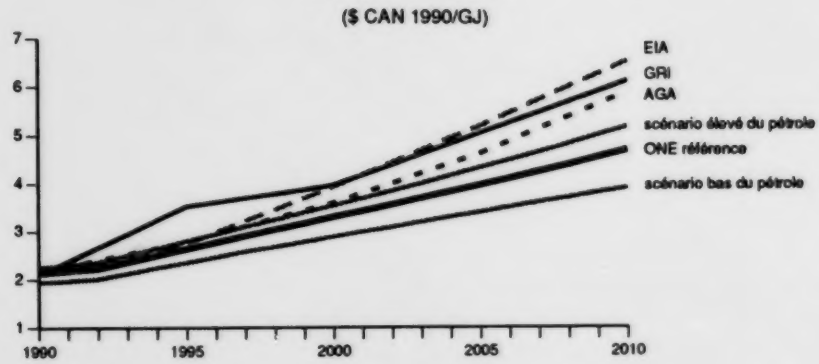


Figure 6-18

Projection de prix du gaz naturel É.-U. continentaux (sauf l'Alaska) après traitement



au commerce et au transport freinent la convergence de l'offre, de la demande et des prix des régions sur le continent. À mesure que l'excédent canadien se résorbe, les écarts entre les prix après traitement diminuent et reflètent principalement les différences dans les frais de transport.

3. Les prix de détail (prix du gaz livré sur les marchés captifs et les autres marchés) croissent aussi parce que les frais de transport et de distribution sont généralement fixés en termes réels. (Il s'agit de moyennes nationales qui englobent tout changement dans la composition régionale de la demande au fil des ans.)

La figure 6-17 présente les prévisions de prix après traitement en Alberta pour le scénario de référence et les deux tests de sensibilité aux prix du pétrole que nous abordons à la section 6.5.1 ci-dessous.

À la figure 6-18, nous présentons notre fourchette de prévisions des prix du gaz naturel après traitement dans les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et nous la comparons aux récentes prévisions de l'AGA, de l'EIA et du GRI.[1] Dans l'ensemble, les prévisions de prix du gaz du scénario de référence et du scénario de prix élevés pour les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) se rapprochent beaucoup de celles de l'AGA

1 A.G.A. - TERA 1989 Mid-Year Base Case, American Gas Association, Arlington, Virginia, 1989.) (Annual Outlook for Oil and Gas 1990, Energy Information Administration, Washington, D.C. 1990.) (P.D. Holtberg, T.J. Woods, M.L. Lihn et N.C. McCabe, 1991 Edition of the GRI Baseline Prévision of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1990.

et de l'EIA jusqu'au milieu des années 1990. Par contre, elles sont toutes inférieures de beaucoup à celles du GRI pour la même période.

Les prévisions des prix du gaz de notre scénario de référence après le milieu des années 1990 et celles du scénario de prix bas du pétrole sont généralement inférieures à celles des autres tandis que notre prévision de prix du scénario de prix élevés du pétrole se compare à celle de l'AGA jusqu'en 2000, mais elle est inférieure à celle-ci par la suite. Plusieurs facteurs dont le choix des hypothèses de base et des cadres de modélisation expliquent ces écarts. Il serait fastidieux de faire ici des comparaisons détaillées, mais à la section 6.4.2, nous expliquons quelque peu les écarts.

À la figure 6-19, nous comparons les prix du gaz naturel après traitement du scénario de référence et les résultats du scénario de base obtenus dans deux études récentes du CERI et une étude du WEFA[1]. La trajectoire des prix après traitement du scénario de référence de l'ONE se situe en deçà de celles du CERI tout au long de la période des prévisions tandis que les prix du WEFA sont inférieurs aux nôtres jusqu'à la fin de 1990; ils sont ensuite supérieurs de beaucoup à nos prévisions jusqu'en 2007 environ, après quoi ils fléchissent pour rejoindre celui du scénario de référence en 2010.

1 L.A. Coad and D.H. Maerz, Continental Natural Gas Market Canadian Export Capacity in the 90s, Canadian Energy Research Institute, Calgary, octobre 1989. D.H. Maerz et L.A. Coad, Markets for British Columbia Natural Gas, Canadian Energy Research Institute, Calgary, Alberta, novembre 1990. Regional Natural Gas Markets in North America to the Year 2000, the WEFA Group Energy Services, automne 1990.

Figure 6-19

Prévisions des prix du gaz naturel après traitement en Alberta

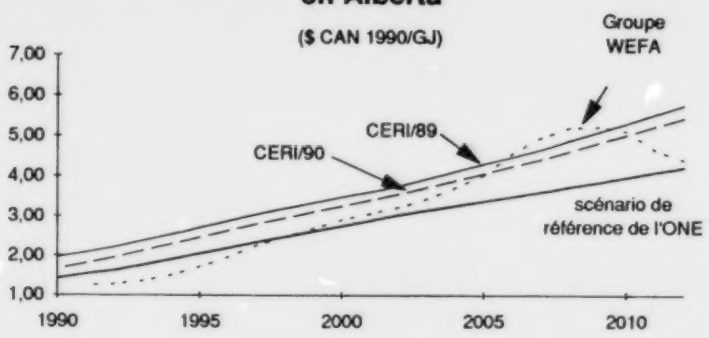


Figure 6-20

Prix du gaz naturel après traitement

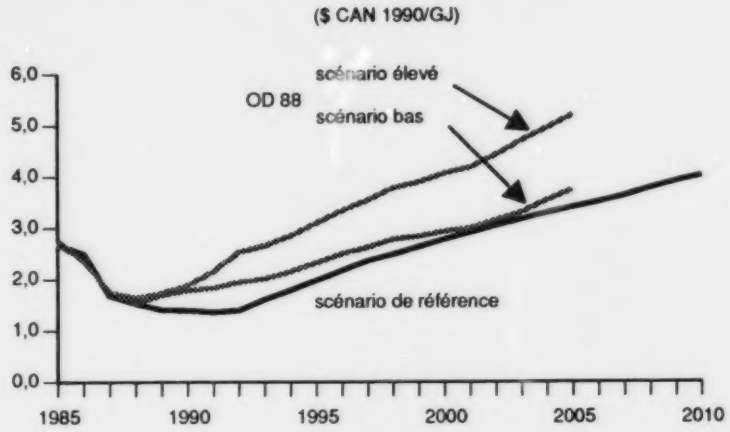
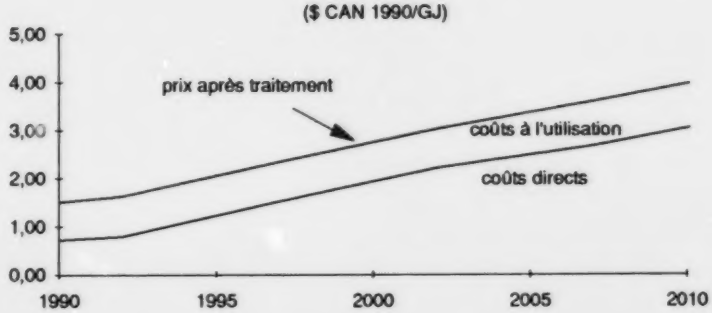


Figure 6-21

Composantes du prix du gaz naturel après traitement en Alberta



La figure 6-20 indique les prix prévus dans notre scénario de référence par rapport aux prévisions du rapport de 1988. Les prix indiqués dans notre scénario actuel sont inférieurs à ceux du scénario de prix bas de 1988 pour ce qui est des dix prochaines années, mais à compter de la fin des années 1990, ils sont comparables.

À la faveur de nos consultations, nous avons constaté que dans l'ensemble, l'industrie du gaz naturel est plutôt sceptique face aux hausses prévues des prix. Au cours des prochaines années, selon l'industrie, des facteurs à court terme détermineront les prix, notamment : l'offre excédentaire actuelle et la faible croissance de la demande empêcheront des hausses de prix aussi importantes que celles indiquées dans nos prévisions vu les effets qu'exercent les facteurs liés au prix et à la valeur du gaz à plus long terme. (La figure 6-21 donne une meilleure perspective des éléments constitutifs des prix du gaz.) À plus long terme, il faudrait que les coûts de l'offre soient beaucoup plus avantageux que ceux que nous avons présumés pour que les prix du gaz naturel augmentent beaucoup moins rapidement. Cela suppose par ricochet que les réserves disponibles soient plus importantes et que les progrès technologiques permettent d'accélérer les additions aux réserves existantes et de mettre ces réserves en valeur plus efficacement. Nous reconnaissons que ces deux derniers facteurs représentent des variables incertaines, et il se peut que l'échelle plausible de prix après traitement soit plus grande que celle présentée dans le présent rapport. Il se peut aussi que la hausse des prix après traitement soit moins forte que notre prévision et les autres prévisions ne l'indiquent à court terme.

À la section 6.1, nous avons décrit comment le processus d'établissement des prix du gaz après traitement au gisement tient compte du coût direct marginal de l'offre de gaz naturel et du «coût d'utilisation». Nous avons indiqué que le coût d'utilisation constitue «l'excédent» sur lequel le propriétaire de la ressource peut percevoir une redevance. En pratique, les redevances ne sont pas calculées de cette façon. Actuellement, les redevances représentent une proportion des prix après traitement inférieure à celle indiquée par ces coûts d'utilisation. L'écart entre les redevances et le coût d'utilisation constitue un rendement sur le capital investi antérieurement dans la mesure où les coûts directs indiqués pour les années 1990 représentent les frais d'exploitation liés à la production des réserves aptes à être exploitées immédiatement et excluent un rendement sur le capital amorti. D'après nos résultats, la proportion du prix après traitement que le coût d'utilisation représente diminue constamment. Comme nous ne pouvons présumer des politiques que les gouvernements provinciaux sont susceptibles d'adopter en matière de redevances, nous avons supposé qu'il y a des redevances si d'aucuns acceptent d'une part, l'argument économique selon lequel les redevances équivaudraient au coût d'utilisation et d'autre part, les hypothèses qui sous-tendent la valeur de ces coûts d'utilisation.

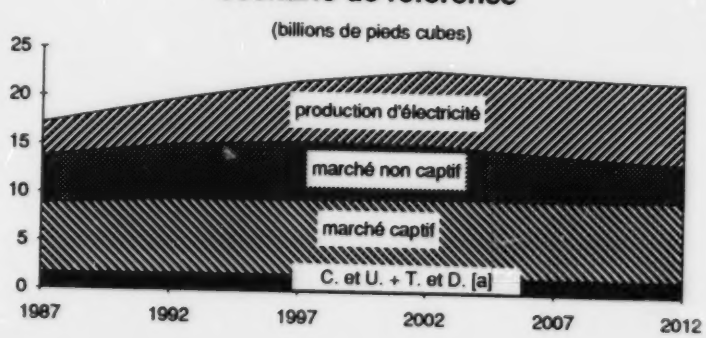
Le graphique suivant indique la composition approximative du prix après traitement en Alberta indiqué dans le scénario de référence; ce prix constitue la différence entre le coût marginal direct et le coût d'utilisation.

6.4.2 Demande américaine

La demande américaine que nous prévoyons diffère de la prévision de base du GRI sur laquelle nous nous sommes fondés (voir la section 6.2.9) parce que nos prix du pétrole diffèrent de ceux du GRI et parce que nous avons apporté plusieurs autres modifications au scénario de base du GRI comme nous l'avons mentionné à la section 6.2.9.

La prévision de la demande de gaz aux États-Unis qui se dégage de notre analyse du scénario de référence est présentée à la figure 6-

Figure 6-22
Projections de la demande de gaz naturel aux États-Unis
Scénario de référence



22. La demande de gaz primaire passe de 17,2 $10^{12}pi^3$ en 1987 à 23,1 $10^{12}pi^3$ en 2002 pour ensuite fléchir à 22,1 $10^{12}pi^3$ en 2012. La hausse, puis la baisse subséquente de la demande de gaz s'expliquent en grande partie par l'écart entre les coûts du gaz et du mazout lourd sur le marché non captif. Jusqu'en 2002, la demande de gaz augmente par rapport à celle du mazout lourd parce que les prix du gaz sont bien inférieurs à ceux du mazout lourd. En 2002, les prix des deux produits sont presque identiques mais par après, les prix du gaz augmentent et, en 2012, ils sont d'environ 25 % supérieurs à ceux du mazout lourd. Comme le montre la figure 6-23, la demande de gaz du marché non captif aux É.U. augmente de 4.9 $10^{12}pi^3$ en 1987 à 6.0 $10^{12}pi^3$ en 1997, pour décroître par la suite et atteindre 3.8 $10^{12}pi^3$ en 2012. La figure 6-23 présente également des courbes de prix assez semblables pour le Canada.

Étant donné que nous avons présumé que le marché captif du gaz naturel n'est pas apte à la substitution, notre prévision de la demande de gaz se compare àcelle du GRI, c'est-à-dire qu'elle s'établit à 8,0 $10^{12}pi^3$ en 2010.

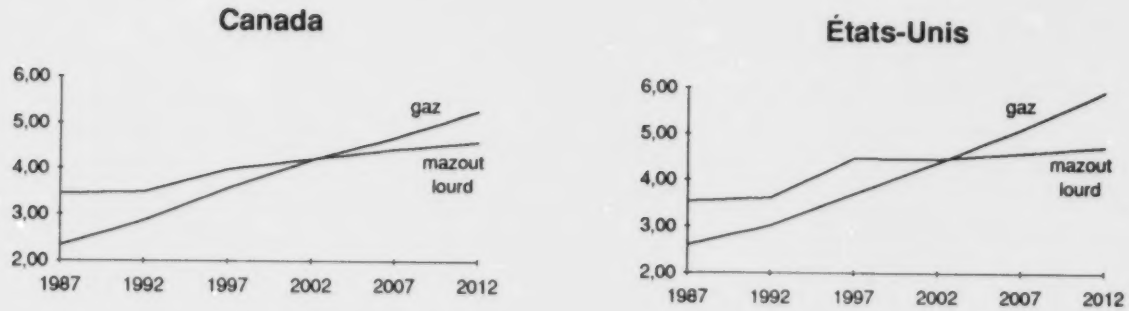
Le segment du marché de la production d'électricité où le gaz rivalise avec le mazout léger comprend les secteurs suivants : centrales à turbines de combustion et cycle combiné des services publics; production indépendante, et coproduction. La demande de gaz de ce marché affiche une forte croissance, passant de 0,8 $10^{12}pi^3$ en 1987 à 5,3 $10^{12}pi^3$ en 2012. Cette croissance s'explique surtout par le fait que le prix du mazout léger est supérieur àcelui du gaz toutes les années de la période des prévisions et que le mazout fait l'objet de restrictions en Californie. La part du gaz dans ce

Figure 6-23

Scénario de référence

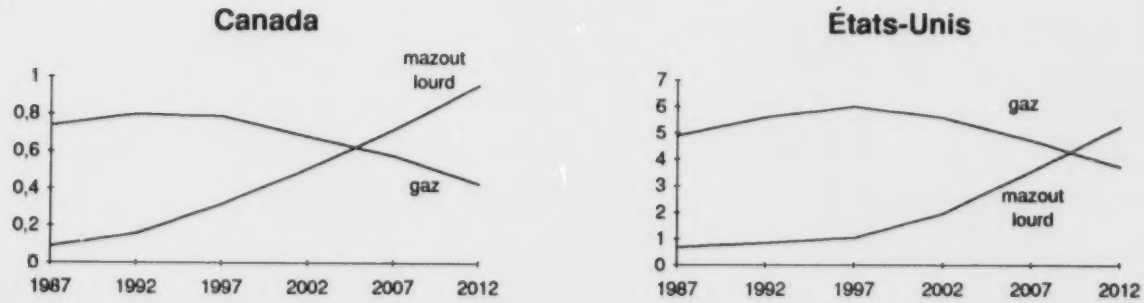
Prix du gaz non captif et du mazout lourd

($ CAN 1990/GJ)



Demande de gaz non captif et de mazout lourd

(billions de pieds cubes par année)



Nota: Les prix sont au point d'utilisation finale.

marché passe donc de 86 % en 1987 à 96 % en 2012. Ce segment du marché, qui constituait 5 % de la demande globale en 1987, en représente 24 % en 2012.

Le segment du marché de la production d'électricité où le gaz fait face à la concurrence du mazout lourd est moins sensible à cette hausse relative des prix du gaz naturel en raison principalement des restrictions régionales dont le mazout fait l'objet. Par conséquent, si on le compare au marché non captif, après 2000, ce marché accuse une baisse très modeste car le prix du gaz excède alors celui du mazout lourd. En fait, la demande passe de 2,6 $10^{12}pi^3$ en 1987 à 3,8 $10^{12}pi^3$ en 2002, pour ensuite fléchir à 3,1 $10^{12}pi^3$ en 2012.

Cette prévision suppose que le gaz pourra être livré aisément aux centrales électriques, mais elle est assez incertaine dans la mesure où la demande des secteurs résidentiel et commercial et celle des centrales électriques peuvent atteindre un sommet en même temps, et la reconfiguration des réseaux de livraison en fonction d'un profil de charges se rapprochant de plus en plus de la charge de pointe coûte très cher. Comme notre analyse ne tient pas compte des hausses soudaines du gaz naturel ni des restrictions de la productibilité qui pourraient survenir au cours d'une année quelconque, nos estimations de la taille du marché annuel pourraient être exagérées.

De 1987 à 2012, la demande de gaz pour la production d'électricité augmente de 5,0 $10^{12}pi^3$, et environ 2,6 $10^{12}pi^3$ de cette demande supplémentaire est le fait de la Nouvelle-Angleterre et des régions Mi-Atlantique et Atlantique sud. Cette prévision est fondée sur la diminution prévue des marges de réserve de puissance disponible qui résulte de la croissance de la charge et de la mise hors service de centrales. En outre, les prix du pétrole sont relativement élevés dans le Nord-Est par rapport aux autres grands marchés américains.

La consommation de mazout lourd dans le secteur industriel et le secteur de la production d'électricité américains passe globalement de 1,8 $10^{12}pi^3$ équivalents en 1987 à 7,9 $10^{12}pi^3$ équivalents en 2012 (soit à peu près 0,8 10^6 b/j en 1987 et 3,6 10^6 b/j de pétrole en 2012). Cette hausse se produit en grande partie après 2002 quand les prix du gaz excèdent ceux du mazout lourd. La croissance de la demande de mazout lourd est surtout le fait des régions du centre des États-Unis où le gaz a déjà occupé une part plus grande du marché.

Dans nos prévisions, le prix du mazout lourd se rapproche beaucoup des prix du pétrole brut, comme nous l'avons expliqué à la section 6.2.6. Le rapport entre les prix du mazout lourd et du pétrole brut constitue une hypothèse importante, mais bien incertaine. Si nous avions utilisé un rapport moins élevé, la part du gaz naturel sur les marchés non captifs aurait été inférieure et la demande de mazout aurait même été plus forte.

Comparaison avec d'autres prévisions

Les principales prévisions de la demande américaine à long terme émanant du secteur public ont été fournies par trois organismes : l'*Energy Information Administration* du département américain de l'Énergie (EIA)[1], l'*American Gas Association* (AGA)[2] et le GRI[3]. Ces prévisions sont fondées sur des hypothèses de base et des techniques de modélisation différentes et, par conséquent, on ne saurait les comparer directement. Cependant, en comparant les données de base et les résultats, on peut établir des perspectives générales quant au comportement du marché du gaz.

La figure 6-24 présente une comparaison des prévisions de la demande globale de gaz des États-Unis. La prévision de l'ONE est semblable à celle de l'EIA, mais elle est plus élevée que celle de l'AGA (après 1992) et du GRI jusqu'en 2010. En 2010, toutes les prévisions se situent à environ 22,5 $10^{12}pi^3$ par année.

Dans l'ensemble, par rapport au scénario de référence de l'ONE, le GRI prévoit une croissance plus lente de la demande. En 1995, la demande est inférieure de 2,3 $10^{12}pi^3$ à celle prévue par l'ONE mais par après, les deux prévisions convergent graduellement. La différence entre les deux courbes de prévisions est surtout attribuable au fait que les prix du pétrole retenus par le GRI sont inférieurs à ceux de l'ONE les premières années de la période d'étude, mais supérieurs, les dernières années. En outre, l'ONE prévoit une croissance plus forte que celle du GRI de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité au début de la période des prévisions, car il présume qu'on prolongera la vie des centrales électriques pouvant être alimentées au mazout et au gaz au lieu de la mettre hors service.

---

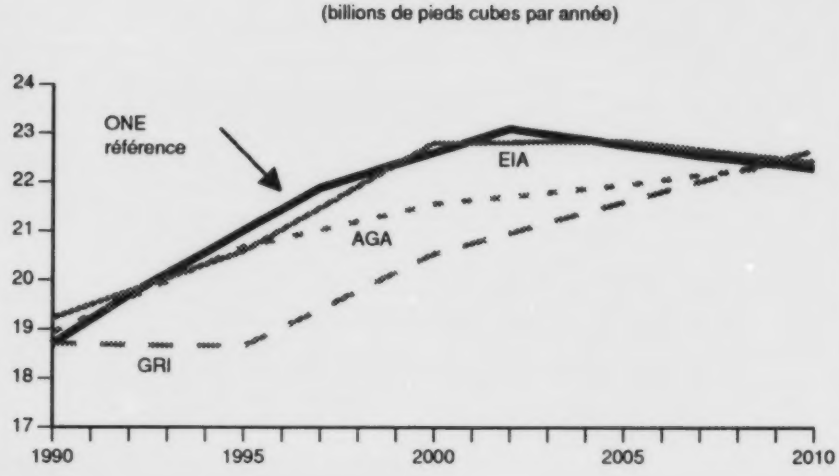
1 Annual Outlook for Oil and Gas 1990, Energy Information Administration, Washington D.C., 1990.

2 A.G.A. - TERA 1989 Mid-Year Base Case, American Gas Association, Arlington, Virginia, 1989.

3 P.D. Holtberg, T.J. Woods, M.L. Lihn, et N.C. McCabe, 1991 Edition of the GRI Baseline Prévision of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1990.

Figure 6-24

Demande de gaz naturel aux États-Unis



La prévision de la demande globale de gaz des États-Unis faite par l'EIA est semblable à celle de l'ONE. Cependant, notre répartition sectorielle de la croissance de la demande diffère considérablement de celle de l'EIA, ce qui peut s'expliquer en partie par les différences de définition dans la composition des secteurs. Par ailleurs, les écarts entre les résultats sectoriels sont attribuables aux hypothèses différentes avancées au sujet des prix du pétrole, de l'environnement et du comportement.

La prévision de la demande globale de gaz des États-Unis faite par l'AGA est inférieure à celle de l'ONE, mais elle se situe à mi-chemin entre celles de l'EIA et du GRI pour une grande partie de la période d'étude. Par contre, elle se rapproche de celle de l'ONE en 2010. L'écart entre les courbes de croissance peut s'expliquer en partie par le fait que le prix du gaz sur le marché non captif retenu par l'AGA est d'environ 5 % supérieur à celui du mazout lourd jusqu'en 2000, mais il diminue par après, et en 2010, il est inférieur de 10 % à celui du mazout lourd. Contrairement à l'hypothèse avancée par l'AGA, les prix du gaz de l'ONE sont généralement *inférieurs* àceux du mazout lourd au début de la période et *supérieurs* par après.

6.4.3 Offre américaine

À la section précédente, nous avons analysé notre prévision de la demande et comparé nos résultats à d'autres prévisions du secteur public. Dans la présente section, nous donnons un aperçu de la composition de l'offre américaine pendant la période des prévisions afin de donner une perspective du rôle que les importations nettes de gaz canadien pourraient jouer dans la satisfaction de la demande américaine, comparativement aux autres sources d'approvisionnement existantes. Nous analysons la contribution de la production classique et non classique provenant des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), globalement et par région, de la production de l'Alaska, des importations de GNL, des importations de gaz mexicain et des importations nettes canadiennes, à l'offre globale américaine de gaz naturel. Le tableau 6-13 présente une ventilation des éléments de l'offre américaine de gaz naturel pendant la période des prévisions.

La production des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) devrait atteindre environ 20 $10^{12}pi^3$ par année en 2002 pour ensuite diminuer à environ 18 $10^{12}pi^3$ par année en 2010. La production annuelle de la région de la côte du Golfe décroît progressivement pendant la période des prévisions pour se situer àenviron 7 $10^{12}pi^3$ en 2010 (soit 40 % de la production des États-Unis continentaux, sauf l'Alaska). C'est dans la région des Appalaches que la production augmente (4 % de la production des États-Unis continentaux, sauf l'Alaska, en 2010) ainsi que dans la région des Rocheuses (12 % de la production des États-Unis continentaux, sauf l'Alaska, en 2010). L'offre provenant de l'Anadarko et du bassin permien demeure relativement stable au cours de la période d'étude tant sur le plan de la production que sur celui de la contribution à l'offre des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska).

Ces estimations de la production des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) comprennent le gaz de formation imperméable et le méthane de filon houiller. Pour les raisons indiquées à la section 6.2.3, nous ne sommes pas en mesure de déterminer la mesure dans laquelle le gaz de formation imperméable est inclus dans les estimations des ressources du PGC et, par conséquent, nous ne pouvons fournir une estimation spécifique de la production de ce gaz incluse dans ces prévisions de l'offre. La production de méthane des filons houillers est censée

Tableau 6-13

Composition de l'offre de gaz naturel des États-Unis

(billions de pieds cubes par année)

	1992	1997	2002	2007	2012
production des 48 États continentaux	17,5	19,5	20,6	19,6	18,3
production de l'Alaska	0,2	0,2	0,2	0,3	1,1
importations de GNL	0,1	0,2	0,3	0,3	0,6
importations du Mexique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
importations nettes du Canada	1,9	2,0	2,0	2,3	2,3
total de l'offre et de la consommation	19,7	21,9	23,1	22,5	22,3

Nota: Le modèle du NARG donne un bilan quiquennal de l'offre et de la demande. Les estimations pour les années intermédiaires peuvent s'obtenir par interpolation.

augmenter constamment pendant la période des prévisions pour passer de 0,5 $10^{12}pi^3$ par année en 1997 à 1,2 $10^{12}pi^3$ par année en 2010. Ces estimations sont fondées en grande partie sur une analyse menée par le *Gas Research Institute* et englobent l'offre provenant des bassins de San Juan, de Black Warrior et des Appalaches.

Des volumes importants de gaz associé sont actuellement produits en Alaska au gisement de Prudhoe Bay sur le versant Nord, mais la quasi-totalité du gaz produit est réinjecté pour la récupération assistée du pétrole brut, ce qui influe sur sa valeur d'option pour le producteur. Actuellement, les volumes destinés à la vente sont très modestes (environ 0,2 $10^{12}pi^3$ par année) et cette production provient principalement du sud de l'Alaska. D'après notre analyse, on assistera à la vente de volumes appréciables de gaz de l'Alaska vers la fin de la période des prévisions car les prix du gaz seront alors suffisamment élevés pour soutenir la construction du réseau de transport nécessaire à la livraison de ce gaz vers les marchés des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska). Les ventes du gaz du versant Nord débutent entre 2005 et 2010 et devraient atteindre environ 1,0 $10^{12}pi^3$ par année en 2010.

Nous prévoyons que pendant la période d'étude, la capacité d'importation de GNL existante augmentera vu la hausse des prix du gaz naturel et du pétrole brut. Vers la fin de cette période, cette capacité, qui se situe entre 0,8 et 1,0 $10^{12}pi^3$ par année, sera abondamment exploitée. Nous n'avons pas prévu l'installation d'une nouvelle capacité d'importation de GNL et d'après notre analyse, cette option demeurerait très marginale par rapport aux autres sources possibles d'approvisionnement pendant la période des prévisions.

Comme nous l'avons déjà mentionné, notre analyse ne tient pas compte des importations des États-Unis en provenance du Mexique.

Selon le scénario de référence, les importations nettes en provenance du Canada devraient être de l'ordre de 2,0 $10^{12}pi^3$ par année pendant la majeure partie de la période des prévisions et constituer environ 10 % de l'offre globale américaine. Les exportations nettes canadiennes vers les États-Unis sont examinées plus à fond à la section 6.4.4.

Comme nous l'avons souligné à la section précédente, nous avons comparé les résultats de notre analyse à ceux de l'AGA, du GRI et de l'EIA. Notre prévision de l'offre globale américaine, qui correspond à la consommation totale, est légèrement supérieure à celle du GRI et de l'AGA, mais elle se rapproche beaucoup de celle de l'EIA. Notre prévision de la production classique des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) est supérieure à celle des autres, mais comme nous l'avons souligné précédemment, nous n'avons pas soustrait la production de gaz de formation imperméable de nos estimations, d'où une

surestimation de l'écart. En outre, nous avons constaté que récemment, les États-Unis ont réussi très bien à maintenir et à accroître leur productibilité du gaz naturel. Nous avons également observé que les personnes consultées étaient beaucoup plus optimistes au sujet de la production intérieure potentielle des États-Unis que par le passé. Ce changement d'attitude s'explique en grande partie par l'application future des nouvelles découvertes technologiques et par les perspectives prometteuses qu'offre le méthane des filons houillers.

Notre prévision de la production non classique des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) est inférieure à celle du GRI et de l'EIA mais supérieure àcelle de l'AGA. Si on plaçait la production de gaz de formation imperméable dans cette catégorie, notre prévision serait légèrement supérieure. Dans notre prévision, la production du versant Nord commence à une date ultérieure à celle indiquée dans les autres prévisions. Notre prévision des importations nettes en provenance du Canada est très semblable aux prévisions de l'AGA, du GRI et de l'EIA pendant la première partie de la période des prévisions et elle se situe à peu près à mi-chemin de ces prévisions par après.

En résumé, nous avons donné un aperçu de la composition de l'offre globale américaine afin d'indiquer de façon générale la mesure dans laquelle l'offre canadienne pourrait satisfaire l'ensemble de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. Malgré la croissance prévue des exportations nettes canadiennes, le gaz canadien ne représente qu'environ 10 % de l'offre globale américaine pendant la période des prévisions. Les incertitudes inhérentes aux prévisions de la demande américaine de gaz naturel et l'offre provenant d'autres sources, notamment les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), supposent une fourchette de volumes qui est grande par rapport à la prévision des exportations totales nettes du Canada vers les États-Unis pendant la période d'étude. C'est là un facteur d'évaluation important de la contribution possible des exportations canadiennes à l'offre globale américaine.

6.4.4 Exportations et importations de gaz naturel

Dans notre cadre d'analyse, deux facteurs principaux déterminent le niveau des exportations de gaz naturel canadien vers les États-Unis : la taille du marché du gaz américain et le rapport entre le coût du gaz livré canadien et celui du gaz livré américain. Notre grille d'analyse permet de faire des prévisions régionales fondées sur nos hypothèses au sujet des coûts comparatifs, mais il est moins utile quand il s'agit de traduire avec

Tableau 6-14

Commerce de gaz naturel canadien avec les États-Unis

(billions de pieds cubes par année)

	1989 [a]	1992	1997	2002	2007	2012
total des expéditions brutes	1,34	1,84	2,06	2,14	2,60	3,56
vers:						
Pacifique Nord-Ouest	0,17	0,20	0,21	0,21	0,22	0,24
Californie	0,49	0,54	0,55	0,56	0,58	0,70
région du Centre	0,57	0,76	0,80	0,84	1,16	1,64
région du Nord-Est	0,11	0,34	0,50	0,53	0,64	0,97
moins les ré-exportations de l'ANGTS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	1,18
exportations brutes du Canada	1,34	1,84	2,06	2,14	2,56	2,38
moins les importations vers l'Ontario	0,05	0,02	0,09	0,18	0,22	0,25
exportations nettes du Canada	**1,29**	**1,82**	**1,97**	**1,96**	**2,34**	**2,12**

[a] Réels.
Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

précision certains facteurs extra-économiques, commerciaux et contractuels qui font que la taille globale du marché d'exportation ou les volumes acheminés sur divers tracés sont différents de ceux indiqués dans ces prévisions. Comme nous l'avons expliqué à la section 6.1, nous tenons compte de ces facteurs quand ils nous sont connus et quand nous jugeons qu'ils seront importants. Lorsqu'ils sont encore incertains, parce que, par exemple, les projets qu'ils visent sont encore en voie d'élaboration, nous avons choisi avec soin les hypothèses relatives aux coûts (à partir souvent d'avis contradictoires) et nous avons évalué le caractère raisonnable des résultats obtenus en tenant compte de l'échelle des coûts relatifs du gaz et du transport susceptibles d'influer sur chaque livraison. Néanmoins, il existe des facteurs qui peuvent faire en sorte que le volume global des exportations nettes, et plus particulièrement la distribution régionale des exportations du Canada vers les États-Unis, diffèrent de ceux présentés dans ce rapport.

Nous prévoyons que les exportations nettes canadiennes vers les États-Unis passeront d'environ 1,3 $10^{12}pi^3$ (7 % de la demande américaine) en 1989 àenviron 1,8 $10^{12}pi^3$ en 1992, 2,0 $10^{12}pi^3$ en 1997, 2,3 $10^{12}pi^3$ en 2007 et 2,1 $10^{12}pi^3$ en 2012 (environ 11 % de la demande américaine). Cette hausse des exportations se produit à court terme en grande partie avec la mise en service de nouveaux gazoducs à destination des États-Unis (voir le tableau 6-14).

Le tableau 6-15 présente des prévisions des exportations de gaz naturel canadien fournies par d'autres organismes publics. La plupart de ces organismes prévoient que les exportations nettes atteindront 2,0 $10^{12}pi^3$ en l'an 2000. Par la suite, les exportations devraient demeurer stables d'après les études menées par EMR et l'EIA. Selon le WEFA, elles devraient atteindre 2,4 $10^{12}pi^3$, mais d'après le GRI, elles devraient fléchir à 1,8 $10^{12}pi^3$, en 2010.

Les importations canadiennes en provenance des États-Unis peuvent revêtir de plus en plus d'importance pour l'Ontario au cours des 10 prochaines années. Les importations de gaz en provenance des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) qui transitent par Sarnia et Windsor pourraient passer de moins de 10 $10^{12}pi^3$ en 1987 à 260 $10^{12}pi^3$ en 2007. Cela exclut les 300 $10^{12}pi^3$ de gaz albertain ré-importé vers l'Ontario via le gazoduc de Great Lakes. La croissance prévue des importations vers l'Ontario dépend énormément de l'offre du gaz et des coûts de transport. L'étendue de la croissance est difficile à apprécier et dépendra de l'abondance des ressources au Canada et aux É.U..

Le gaz de l'Alaska commence à affluer du Canada vers les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) entre 2007 et 2012. Les volumes du réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska sont d'environ 1,0 $10^{12}pi^3$ vers 2012.

Ce qui ressort principalement de cette analyse est le fait qu'étant donné les hypothèses retenues pour notre étude, la position concurrentielle du Canada sur le plan de la quantité et du coût lui permet d'exporter son gaz à long terme sur le marché américain à raison de quelque 2,0 $10^{12}pi^3$ par année tandis que notre consommation de gaz naturel canadien augmente pendant la période d'étude et ce, à des prix compatibles avec la tarification concurrentielle propre au marché nord-américain.

Tableau 6-15

Gammes des opinions sur les exportations de gaz naturel

(billions de pieds cubes par année)

	1990[a]	1995	2000	2010
ONE	1,4	1,9	2,0	2,2
EIA		1,7	2,1	2,2
EMR		n.d.	2,1	2,1
GRI		1,8	1,9	1,8
Groupe WEFA		1,5[b]	1,8[c]	2,4 [d]

ONE = scénario de référence, Office national de l'énergie, 1991.

EIA = Energy Information Administration, Annual Outlook for Oil and Gas, 1990.

EMR = Énergie, Mines et Ressources Canada, Vision 2020: perspectives énergétiques à long terme du Canada: document de travail, 1988.

GRI = Gas Research Institute, Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, 1990.

Groupe WEFA = The WEFA Group, Regional North American Gas Markets to the Year 2020, automne 1990

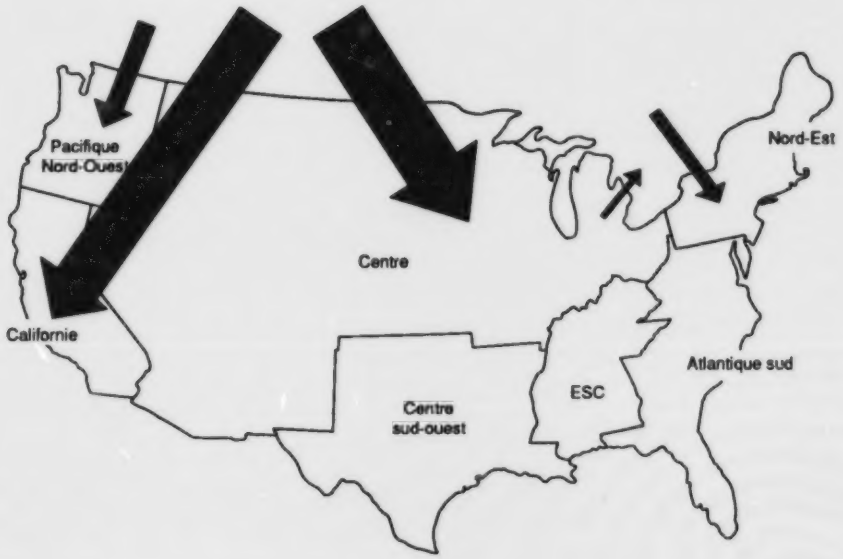
[a] Réelles.
[b] Moyenne (1991 à 1995)
[c] Moyenne (1996 à 2000)
[d] Moyenne (2006 à 2010)

Vu le cadre d'analyse utilisé et les hypothèses de base décrites précédemment, nos résultats donnent une certaine perspective des changements possibles de la répartition régionale des exportations de gaz canadien pendant la période des prévisions, comme l'illustre la figure 6-25. Nous analysons la composition régionale des exportations jusqu'en 2007, car après, nous ne pouvons pas faire la distinction entre les part cana-

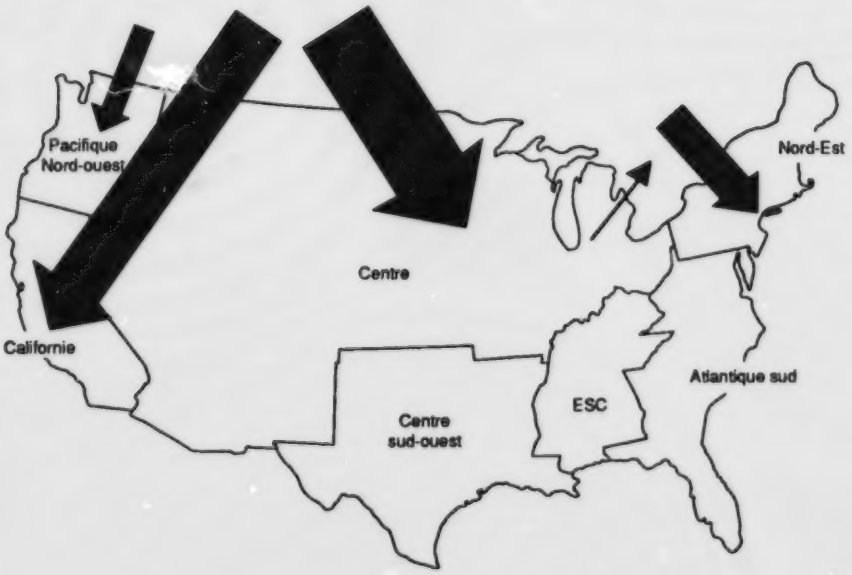
Figure 6-25

Gaz Naturel
Exportations et importations

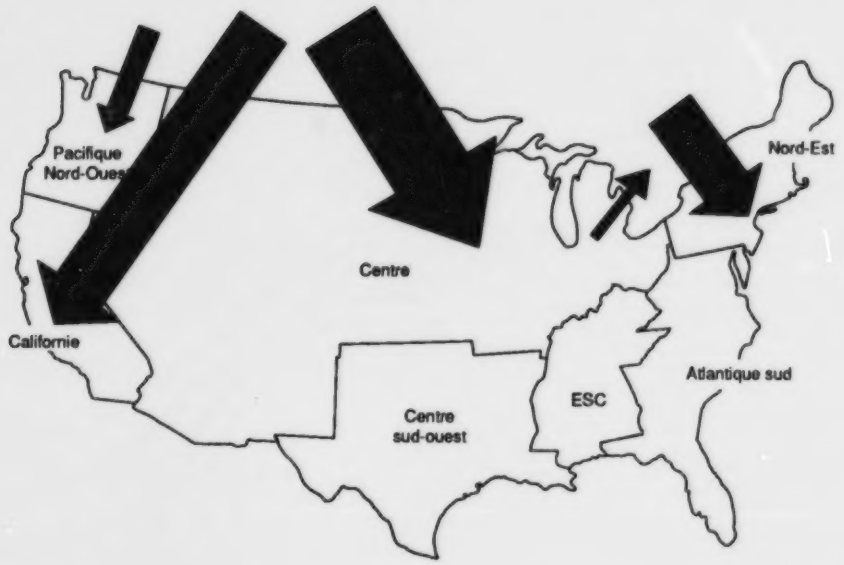
1989



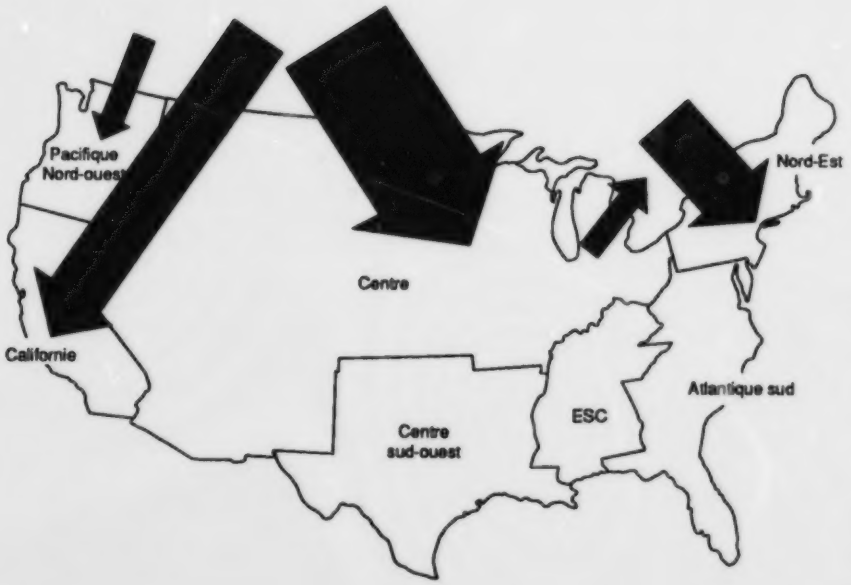
1992



1997


Pacifique
Nord-Ouest
Nord-Est
Centre
Californie
Atlantique sud
ESC
Centre
sud-ouest

2007


Pacifique
Nord-ouest
Nord-Est
Centre
Californie
Atlantique sud
ESC
Centre
sud-ouest

dienne et de l'Alaska des volumes bruts passant par chaque point d'exportation régional.

Le gaz naturel canadien est exporté vers quatre grands marchés régionaux américains : la région du Nord-Est, les États du Centre, la Californie et les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique.

En 1989, les exportations de gaz canadien vers le **Nord-Est** des États-Unis ont totalisé environ 110 $10^9 pi^3$. D'après nos prévisions, la demande de gaz de ce marché augmentera de plus de 3 % par année, en raison principalement des préoccupations à l'égard de l'environnement et de la forte demande du secteur de la production d'électricité. La croissance rapide de la taille de ce marché du gaz et les coûts de l'offre favorables permettent aux exportations canadiennes d'atteindre l'ordre de 500 $10^9 pi^3$ vers la fin des années 1990 et de 600 $10^9 pi^3$ en 2007. Ces exportations sont acheminées par le gazoduc Iroquois et par le prolongement du réseau Niagara. À plus long terme, les exportations vers la région du Nord-Est devraient croître à peu près au même rythme que la demande de cette région. Les droits pipeliniers canadiens sont maintenus aux niveaux réels anticipés après les travaux d'agrandissement du réseau TCPL en 1991-1992; comme nous ne les réduisons pas par la suite, ce sont donc les coûts relatifs de l'offre de gaz plutôt que les droits pipeliniers qui influent sur la croissance de ce marché.

La croissance prévue des exportations de gaz canadien vers le Nord-Est malgré la distance séparant les sources d'approvisionnement et les marchés dépend en grande partie des coûts relatifs de l'offre et du transport du gaz. On ne saurait prévoir avec certitude l'ampleur de la croissance de ce marché régional car on ne sait pas si l'offre américaine sera plus élevée et les prix moins élevés que nos hypothèses l'indiquent. Dans ces résultats, le gaz canadien est une ressource marginale pour ce marché comme en atteste l'écart entre les prévisions des exportations associées à différents coûts présumés du gaz naturel. Si l'offre américaine s'avérait un concurrent plus solide, ce marché d'exportation pourrait croître plus lentement, réduisant ainsi les facteurs de charge élevés que prévoit notre scénario de référence pour les volumes acheminés par TCPL de l'Alberta vers l'Ontario. Les exportations prévues pourraient être moins élevées si la croissance de la demande était moins forte dans la région.

En 1989, la majeure partie des exportations de gaz canadien ont été destinées à la région du **Centre** des États-Unis. Cette région comprend les États du Centre-Ouest et du Nord-Ouest, exception faite des États de Washington et de l'Oregon. Cette année-là, les exportations ont totalisé environ 570 $10^9 pi^3$, soit 44 % des exportations de gaz canadien. Nous prévoyons que ces exportations vont augmenter beaucoup pour atteindre 750 $10^9 pi^3$ au début des années 1990 et que cette région demeurera le principal marché régional américain pour les exportations canadiennes. L'agrandissement proposé des réseaux de Northern Border et de Great Lakes devrait faciliter cette croissance des exportations. Après 1995, les exportations augmentent à un rythme plus modéré (soit environ 4 % par année) pour atteindre environ 1,2 $10^{12} pi^3$ en 2007. D'après ces résultats, le gaz canadien serait dans une position concurrentielle avantageuse dans cette très vaste région à laquelle il peut accéder moyennant des frais de transport modérés.

En 1989, la **Californie** était le deuxième marché en importance pour le gaz canadien. Cette année-là, elle a acheté environ 490 $10^9 pi^3$ de gaz, ce qui représentait 24 % de sa demande d'utilisation finale; elle a absorbé ainsi presque 38 % des exportations de gaz canadien vers les États-Unis. Le principal marché californien pour les compagnies canadiennes de gaz a été l'approvisionnement des ventes de deux compagnies distributrices d'importance - Pacific Gas and Electric et Southern California Gas - via leur associé pipelinier PGT et Pacific Interstate.

La demande californienne de gaz naturel devrait croître à un rythme annuel de 2,5 % au cours de la période d'étude car nous prévoyons un resserrement des mesures de contrôle environnemental visant la combustion du mazout lourd dans le sud californien ainsi que l'imposition de normes plus modérées mais néanmoins de plus en plus sévères dans le nord de l'État. Pour la période d'étude, nous prévoyons une croissance de la demande de 3,5 % par année en moyenne dans le secteur industriel et le secteur de la production d'électricité.

À l'heure actuelle, le principal rival du gaz canadien sur le marché californien est le gaz du Sud-Ouest (dont celui du bassin de San Juan au Nouveau-Mexique et du bassin permien au Texas). Le méthane des filons houillers provenant du bassin de San Juan devient une source d'approvisionnement de plus en plus importante pour la Californie, et on envisage l'agrandissement des réseaux pipeliniers des sociétés El Paso et Transwestern. À court terme, la région des Montagnes Rocheuses accroîtra sa part du marché californien. Le projet de gazoduc de Kern River permettra de transporter le gaz de cette région vers les installations de récupération assistée du

pétrole dans le comté de Kern. En somme, les exportations de gaz canadien font face à une concurrence accrue du gaz provenant du Sud-Ouest américain et des Rocheuses sur le marché californien. Étant donné la diversité croissante des sources d'approvisionnement permettant de répondre àla croissance prévue de la demande californienne, et compte tenu des coûts comparatifs de l'offre et du transport du gaz naturel utilisés dans notre analyse, les exportations canadiennes vers la Californie devraient, selon le scénario de référence, afficher une hausse modérée et passer de 490 $10^9 pi^3$ en 1989 à 580 $10^9 pi^3$ en 2007.

Cette prévision fait abstraction des projets actuels d'agrandissement des gazoducs reliant l'Ouest canadien à la Californie, projets qui sont à divers stades de développement (par ex. le projet d'expansion de PGT et d'Altamont). Si l'un ou l'autre de ces projets était mis en oeuvre, il accroîtrait la capacité d'exportation vers la Californie plus que notre scénario de référence ne le juge nécessaire. Comme la prévision des exportations vers le Nord-Est américain, cette prévision dépend en grande partie des coûts comparatifs de l'offre et du transport utilisés dans notre analyse et s'explique aussi par le fait que nous avons décidé d'être prudents étant donné qu'on ne sait pas encore, à ce moment, si l'un ou l'autre de ces projets sera réalisé. Si l'offre provenant des Rocheuses et l'offre de méthane des filons houillers s'avéraient plus chères ou moins abondantes que nous l'avons présumé, les exportations vers la Californie seraient plus élevées. Dans notre analyse, les différences de coût mineures influent sur la part du marché tandis que, dans les faits, divers facteurs d'ordre commercial et extra-économiques ainsi que la perception qu'ont les promoteurs des coûts comparatifs de l'offre et du transport, et des débouchés commerciaux, peuvent s'avérer plus décisifs. Ce fait, jumelé à la grande incertitude entourant les coûts du gaz et les droits pipeliniers, nous incite à faire preuve de beaucoup de prudence dans l'interprétation des prévisions des exportations des marchés régionaux américains, notamment celles visant la Californie.

En 1989, le Canada a exporté 170 $10^9 pi^3$ de gaz vers les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. Cette région absorbe une part relativement petite des exportations canadiennes pendant la période des prévisions, et nous prévoyons une croissance relativement modeste du volume des exportations.

En somme, les principales tendances qui se dégagent de la prévision des exportations de gaz naturel canadien dans notre scénario de référence sont les suivantes :

1) les exportations nettes augmentent considérablement à court terme pour atteindre environ 2,0 $10^{12} pi^3$ par année vers la fin des années 1990, et elles croissent modérément par la suite pour atteindre un sommet de 2,3 $10^{12} pi^3$ en 2007. Entre 2007 et 2012, le gaz de l'Alaska commence à influer modérément sur les exportations canadiennes. Cependant, les approvisionnements de l'Alaska devraient s'écouler vers le marché des É.U. continentaux (excluant l'Alaska) vai la capacité pipelinière d'exportation canadienne, et il est donc peu probable que le Canada puisse se retrouver dans une situation où sa capacité pipelinière serait sous utilisée;

2) la part du Canada dans la demande globale américaine de gaz était d'environ 7 % en 1989 et devrait osciller autour de 10 % pendant la période des prévisions;

3) dans les années 1990, la région du Centre des États-Unis absorbera plus de la moitié des exportations canadiennes, et l'autre moitié sera partagée entre la Californie et le Nord-Est. Cependant, certains facteurs dont nous n'avons pas tenu compte de façon particulière dans notre analyse pourraient avoir une incidence sur la répartition des exportations canadiennes entre les marchés régionaux;

4) l'Ontario pourrait devenir un plus grand importateur de gaz américain vers la fin de la présente décennie.

Notre scénario de référence ne présente qu'une seule gamme de possibilités. Il est notamment sensible aux hypothèses retenues quant aux coûts comparatifs de l'offre et du transport du gaz naturel aux États-Unis et au Canada. Si on retenait des hypothèses différentes concernant l'offre et les prix du pétrole, les prévisions des exportations seraient également différentes comme nous l'avons indiqué à la section 6.5.2. Comme nous l'avons déjà mentionné, nombre d'autres facteurs que nous n'avons pas analysés à fond pourraient modifier les résultats obtenus, la répartition régionale des exportations canadiennes étant particulièrement sensible aux écarts importants par rapport à certaines hypothèses relatives au coût de l'offre et au coût du transport propres à la région ainsi qu'aux incidences de certains facteurs extra-économiques et commerciaux dont nous n'avons pas tenu compte explicitement dans notre analyse.

6.4.5 Demande canadienne

En ce qui a trait à la demande canadienne, les prévisions du scénario de référence sont celles présentées au chapitre 4.

Pour accommoder le lecteur, nous présentons un résumé de la demande canadienne au tableau 6-16.

6.4.6 Offre canadienne

Étant donné la prévision de la demande globale, dont les composantes sont résumées au tableau A6-8 en annexe, nous évaluons les sources d'approvisionnement à partir des réserves établies du BSOC, nous estimons la date de démarrage des projets de mise en valeur dans les régions pionnières en fonction du lien entre les prix et les coûts, et nous prévoyons les additions aux réserves du BSOC.

Nous décrivons d'abord la capacité de production des réserves établies de chaque région du BSOC après quoi nous analysons les additions aux réserves dans le BSOC et l'activité de forage axée sur la recherche de gaz en découlant. Nous présentons ensuite nos prévisions de la capacité de production à partir des additions aux réserves du BSOC. Nous analysons la capacité de production à même les ressources des régions pionnières en décrivant notamment la méthode utilisée pour estimer les dates de démarrage des projets d'exploitation dans ces régions et en énonçant les hypothèses qui sous-tendent ces prévisions. Nous présentons notre prévision globale de la capacité de production, nous la comparons aux scénarios du rapport de 1988 et nous soulignons les principales incertitudes entourant cette prévision. Enfin, nous comparons notre estimation de la capacité de production à la demande prévue de gaz naturel canadien.

La capacité de production correspond à la capacité estimative d'approvisionnement en gaz naturel. *C'est le taux estimatif de production de gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation ou entité, ne tenant pas compte de la demande, mais des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité de forage intercalaire ou d'ajout d'installations de production, de l'existence d'installations de collecte et de traitement, et des pertes potentielles attribuables aux travaux de réfection des usines et aux problèmes d'exploitation.* (Voir l'encart). La capacité de production n'est pas la production; cette dernière désigne le volume de gaz naturel produit pour répondre à la demande dans une année donnée.

Pour établir nos prévisions de la capacité de production relativement aux gisements de gaz non associé, nous avons utilisé un cadre de mobilisation tenant compte des caractéristiques de débit de chaque puits d'un gisement, des paramètres de base des réservoirs et du taux contractuel quotidien. Le cadre utilisé intègre aussi les données relatives aux coûts de forage et de compression et les rentrées nettes prévues des producteurs, ce qui permet de déterminer la période pendant laquelle la capacité de production peut être maintenue au taux contractuel établi, ou presque, en ajoutant des puits intercalaires ou des compresseurs au gisement.

6.4.6.1 Capacité de production des réserves établies du BSOC

Pour établir nos prévisions de la capacité de production des réserves établies, nous avons examiné deux catégories distinctes de réserves : les réserves en production et les réserves inac-

Tableau 6-16

Demande de gaz naturel au Canada

(milliard de pieds cubes par année)

	1989	1990	1995	2000	2005	2010
résidentiel	553	537	581	602	614	629
commercial	353	348	377	395	414	433
industriel	894	873	1012	1096	1103	1059
industrie pétrochimique	163	138	173	186	200	216
transport	2	2	6	10	13	17
demande totale au titre de l'utilisation finale	**1966**	**1899**	**2150**	**2288**	**2345**	**2355**
combustibles et pertes des pipelines	170	172	201	210	219	215
production d'électricité	132	97	65	80	105	116
combustible de retraitement [a]	13	22	26	28	30	30
demande primaire totale	**2281**	**2190**	**2442**	**2607**	**2699**	**2715**

Source: se reporter au chapitre 4.
[a] À l'exclusion des pertes en cours de retraitement.
Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Capacité de production

*La **capacité de production** est le taux estimatif de la production de gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation compte tenu, non pas de la demande, mais des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites imposées par la réglementation, de la faisabilité de forage intercalaire et (ou) d'ajout d'installations de production, de l'existence d'installations de collecte et de traitement, et des pertes potentielles attribuables aux travaux de réfection des usines et aux problèmes d'exploitation.*

La capacité de production maximale annuelle est donc calculée en présumant que tous les gisements seront exploités à capacité chaque jour de l'année. La principale restriction tient à la capacité des réservoirs et aux installations de collecte et de traitement au gisement. Un seul et léger rajustement (environ 5 à 7 %) est prévu pour tenir compte des temps d'arrêt dans les puits et les installations de production. Les prévisions de la capacité de production représentent la capacité totale des gisements gazéifères de livrer du gaz commercialisable, sans égard aux restrictions imposées par la capacité des canalisations principales ou des canalisations de collecte provinciales.

Pour comparer l'offre et la demande, nous présentons des scénarios prévoyant certaines additions aux réserves de façon à assurer un équilibre de l'offre et de la demande à plus long terme. À notre avis, cependant, le fait de faire concorder la capacité de production, et non la production, avec la demande n'illustre pas de façon réaliste le fonctionnement des marchés du gaz naturel à long terme.

Plus précisément, les prévisions de la demande représentent la demande moyenne annuelle et ne reflètent pas la demande de pointe quotidienne. La demande d'un jour donné pourrait même être supérieure de 50 % à la moyenne quotidienne de l'année. Pour composer avec cet écart entre la demande de pointe et la demande quotidienne, on recourt, entre autres, à des installations de stockage, habituellement situées à proximité du marché. En période de faible demande, en l'occurrence l'été, on y emmagasine le gaz, que l'on prélève ensuite en période de pointe (charge hivernale). Les débits de pointe des gazoducs et, par ricochet, les taux de production de pointe sont par conséquent généralement supérieurs de 25 % environ aux taux moyens en raison de cette activité de stockage. La production fluctue donc un peu moins que la demande pour utilisation finale.

Il existe aussi d'autres facteurs qui ont pour effet de maintenir la capacité de production à un niveau supérieur au taux de production annuel moyen. Par exemple, les contrats ont pour effet d'empêcher dans une certaine mesure la «concordance parfaite» de la capacité de production et de la demande. Certains contrats associent une source d'approvisionnement particulière à un marché particulier et prévoient le recours à des réseaux de transport définis.

Pour toutes ces raisons, les contrats d'approvisionnement en gaz sont généralement libellés de façon à donner aux producteurs et aux acheteurs une certaine marge de manoeuvre en précisant les facteurs de charge exigeant une capacité de pointe représentant 100 à 133 % de la moyenne quotidienne. On ne disposera probablement pas des réserves stockées voulues, vu notamment la hausse de demande, pour permettre l'exploitation à capacité de tous les gazoducs. Et même si c'était le cas, il ne faut pas s'attendre à ce que les pratiques contractuelles changent à un point tel que les producteurs ne seront plus tenus de maintenir une capacité de production excédant le taux de production annuel moyenne prévu. Il ne serait pas réaliste de s'attendre à ce que les gisements produisent tous à leur capacité maximale de façon continue.

Par conséquent, pour assurer l'équilibre de la production et de la demande, il faut que la capacité de production, qui est la somme de la capacité annuelle moyenne de chaque gisement, excède la demande annuelle moyenne. Nous estimons qu'avec le resserrement des marchés du gaz pendant la période de prévision, la capacité de production globale devrait être maintenue à un niveau excédant de 10 à 15 % environ la production moyenne annuelle, pour répondre à la demande.

Cette démarche est assez différente de celle adoptée par le passé et nous avons modifié les estimations antérieures de la capacité de production pour les rendre compatibles avec nos prévisions actuelles.

tives. Les réserves en production sont celles qui sont situées dans des gisements dont la production commerciale est déclarée par les services provinciaux compétents. Cette catégorie de réserves peut aussi comporter des gisements qui ont déjà fait l'objet d'essais de production importants, mais qui ne sont pas réellement en production à l'heure actuelle. À notre avis, cependant, ces gisements constituent un facteur négligeable. Toutes les autres réserves font partie de la deuxième catégorie.

Nous examinons la capacité de production de ces deux catégories de réserves séparément car les contrats visant les réserves en production devraient être différents de ceux touchant les réserves qui ne sont pas encore en production. Il convient donc d'appliquer des hypothèses différentes à chaque catégorie de façon à établir des prévisions représentatives. Nous appliquons aussi à chacune des régions productrices des hypothèses différentes qui sont énoncées dans l'analyse qui suit.

Aux fins de l'analyse, toutes les estimations de réserves visent les réserves établies restantes de gaz commercialisable répertoriées à la fin de 1989.

Réserves établies en production

À partir des renseignements fournis par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources de la Colombie-Britannique, les gisements de gaz en production dans la **Colombie-Britannique** ont été classés soit en réserves de gaz non associé (réserves établies de 5,8 EJ), soit en réserves de gaz associé et en solution (réserves établies de 0,2 EJ).

Nos prévisions de la capacité de production de quelque 440 gisements de gaz non associé en C.-B. ont été établies à l'aide du cadre de mobilisation décrit précédemment, en fonction d'un taux d'extraction initial hypothétique de 1 : 5 000 (voir l'encart). Les taux d'extraction actuels en C.-B. se situent entre 1 : 3 500 et 1 : 5 500. À la lumière des consultations que nous avons menées, nous estimons qu'un taux d'extraction global de 1 : 5 000 au gisement est représentatif du taux qu'on peut prévoir pour l'ensemble de la période de prévision.

Nous estimons à quelque 538 PJ par année la capacité de production des réserves de gaz non associé de la Colombie-Britannique. Pendant la période de prévision, la capacité de production devrait diminuer de façon constante pour se situer à quelque 25 PJ par année en 2010.

La prévision relative aux réserves de gaz associé et en solution est fondée en partie sur notre prévision de la capacité de production des gisements de pétrole de la C.-B. Globalement, nous prévoyons que la production des gisements de gaz en solution et de gaz associé se maintiendra à un niveau assez constant pendant la période d'étude, soit environ 13 PJ par année.

Selon nos prévisions, la capacité de production globale des réserves établies en production en C.-B. passera du niveau actuel de quelque 550 PJ par année à moins de 40 PJ à la fin de la période de prévision. Nos prévisions de la capacité de production des réserves en production en Colombie-Britannique sont présentées au tableau A6-9 en annexe.

Nous avons étudié les caractéristiques de production de quatre catégories de réserves de gaz en production en **Alberta** : réserves de gaz non associé (réserves établies de 25,5 EJ), réserves de

Taux d'extraction

Le *taux d'extraction* désigne le taux initial de production d'une formation tels qu'un puits, un gisement, un champ ou une région. Par exemple, un taux de 1 : 7 000 signifie qu'une unité est produite par jour pour chaque ensemble de 7 000 unités de réserves de la formation à l'étude.

Les taux d'extraction varient considérablement car ils dépendent de facteurs tels que le lieu géographique, la taille du gisement, la qualité du réservoir et les impératifs économiques et contractuels. Nous avons retenu des taux d'extraction pour les différentes catégories de réserves après avoir pris en compte les points de vue exprimés dans le cadre de nos consultations auprès de l'industrie.

gaz peu profondes du sud-est de l'Alberta (réserves établies de 5,6 EJ), réserves de gaz en solution (réserves établies de 4,3 EJ) et réserves de gaz associé et réserves de gaz dans les gisements de recyclage (réserves établies de 7,9 EJ). Cette dernière catégorie comprend les réserves reportées de l'Alberta.

Pour établir nos prévisions de la capacité de production de plus de 5 400 gisements de gaz non associé, nous avons utilisé le cadre de modélisation décrit précédemment. Nous avons examiné en détail quelque 150 gisements les plus productifs et intégré les données fournies par les exploitants de la plupart d'entre eux. Nous avons estimé la capacité de production de tous les gisements de gaz non associé en supposant que 65 % seront produits au taux d'extraction de 1 : 7 000, qui est représentatif des pratiques contractuelles à long terme observées dans le passé, et 35 % à un taux d'extraction de 1 : 3 500, qui est caractéristique de nombreux contrats conclus depuis la fin des années 1970. Même si les représentants de l'industrie consultés divergeaient d'opinion à ce propos, la plupart étaient d'avis que le taux d'extraction global serait de l'ordre de 1 : 5 500. La méthodologie que nous avons adoptée laisse prévoir un taux d'environ 1 : 5 800, et l'estimation totale de la capacité de production de l'Alberta en 1990 qui en découle concorde généralement avec les points de vue exprimés par l'industrie dans le cadre de nos consultations.

La capacité de production actuelle des gisements de gaz non associé est estimée à quelque 2 900 PJ par année et elle devrait diminuer au cours de la période d'étude pour se chiffrer à quelque 170 PJ en 2010.

Pour établir nos prévisions de la capacité de production, par champ, des réserves de gaz peu profondes de Milk River, Medicine Hat et Second White Specks, dans le sud-est de l'Alberta, nous avons mené une analyse de la baisse de production. Nous avons prévu les forages intercalaires nécessaires à la mise en valeur intégrale des champs de façon à maintenir un niveau constant de production le plus longtemps possible. Quelques petits gisements de ces réserves de gaz peu profondes ne sont pas encore en production, mais vu leur contribution peu importante en regard de la capacité de production globale, nous avons tenu pour acquis que toutes ces réserves sont actuellement en production. Nous prévoyons que la capacité de production des gisements de gaz peu profonds du sud-est de l'Alberta passera de quelque 410 PJ à 80 PJ par année d'ici 2010.

Nous avons fondé notre prévision de la capacité de production de gaz en solution sur notre prévision de la capacité de production des gisements de pétrole contenant le gaz dissous et sur une prévision des ratios gaz-pétrole de ces gisements. Nous prévoyons que d'ici la fin de la période d'étude, la capacité de production passera de 437 PJ à 50 PJ par année.

Pour notre analyse, nous avons étudié environ 22 gisements de recyclage importants en Alberta et obtenu un nombre considérable de données de la part des exploitants et de l'OCRÉA. La capacité de production de ces gisements devrait atteindre un sommet en 1991 - quelque 428 PJ par année -, pour ensuite chuter à environ 49 PJ en 2010. Les divers gisements de gaz associé produisent présentement quelque 85 PJ par année. Selon nous, la production devrait se maintenir à ce niveau car pendant la période de prévision, on procédera à la mise en valeur du gaz associé de plusieurs gisements.

Globalement, la capacité de production des réserves en production de l'Alberta est actuellement estimée à quelque 4 200 PJ par année et nous prévoyons qu'elle chutera à moins de 150 PJ par année d'ici la fin de la période d'étude.

Nos prévisions de la capacité de production des réserves en production en Alberta sont présentées au tableau A6-9 en annexe.

Notre examen de la capacité de production des réserves en production en **Saskatchewan** porte sur trois catégories de gisements : formations peu profondes semblables aux réserves du sud-est de l'Alberta (réserves établies de 0,9 EJ), gisements de gaz non associé (réserves établies de 1,0 EJ) et gisements de gaz associé et de gaz en solution (réserves établies de moins de 0,2 EJ).

Pour établir nos prévisions de la capacité de production des formations peu profondes de Milk River et Medicine Hat, nous avons utilisé la méthode d'analyse de la baisse de production décrite ci-dessus pour les gisements du sud-est de l'Alberta et nous nous sommes inspirés des données exhaustives sur des réserves particulières qui ont été analysées dans le cadre des demandes récentes visant des exportations. D'après nos prévisions, la capacité de production de ces formations peu profondes atteindra un sommet de quelque 111 PJ en 1991 et diminuera ensuite pour tomber à presque zéro à la fin de la période de prévision. Nos estimations actuelles globales des réserves de ces

formations peu profondes sont peut-être trop modestes; elles sont à l'étude.

La capacité de production des gisements identifiés[1] de gaz non associé a été calculée à un taux d'extraction initial de 1 : 5 000. La capacité de production des gisements non identifiés devrait diminuer selon le profil des gisements identifiés. La capacité de production actuelle de ces réserves de gaz non associé en production est estimée globalement à quelque 93 PJ par année et elle devrait chuter à 3 PJ par année d'ici 2010.

Nous avons fondé notre prévision de la capacité de production de gaz associé et de gaz en solution sur notre prévision de la capacité de production des gisements de pétrole pertinents et sur une prévision des ratios gaz-pétrole de ces gisements. Nous prévoyons que la capacité de production, qui est actuellement de quelque 16 PJ par année, ne sera plus que d'environ 1 PJ par année à la fin de la période d'étude. Dans notre analyse, nous ne prévoyons aucune extraction importante du gaz associé avant 1995.

Globalement, la capacité de production des réserves en production de la Saskatchewan devrait diminuer tout au long de la période de prévision : elle excède actuellement 217 PJ par année, mais elle devrait chuter à quelque 5 PJ par année d'ici la fin de la période d'étude.

Nos prévisions de la capacité de production des réserves en production de la Saskatchewan sont présentées au tableau A6-9 en annexe.

Outre la C.-B., l'Alberta et la Saskatchewan, d'**autres régions productrices** sont prises en compte dans la prévision de la capacité de production globale des réserves en production. Nous avons prévu, pour chaque gisement individuel, la capacité de production du champ gazéifère Kotaneelee du sud du Yukon et du champ Pointed Mountain de la partie méridionale des Territoires du Nord-Ouest. Nous nous sommes fondés sur les tendances historiques pour estimer la capacité de production de l'Ontario (et du Québec, dont la production est très faible). Nos prévisions de la capacité de production des réserves en production dans ces autres régions productrices sont présentées au tableau A6-9 en annexe.

Réserves établies inactives

Pour établir nos prévisions de la capacité de production des réserves qui ne sont pas en production, nous avons tenu compte de deux paramètres importants : le rythme auquel ces réserves seront raccordées et le taux d'extraction initial auquel elles seront produites.

Étant donné le nombre élevé de gisements de gaz inactives (près de 11 000 en Alberta et 400 en C.-B.) et la difficulté d'examiner l'emplacement de ces gisements en regard des installations pipelinières en place ou proposées, nous avons dû adopter une démarche générale pour prévoir le taux de raccordement de ces gisements. Nous prévoyons que les réserves inactives seront raccordées selon un calendrier tenant compte de la capacité de l'industrie de raccorder de nouvelles sources d'approvisionnement, du temps requis pour s'assurer un service de transport garanti et de la probabilité que le raccordement de certaines réserves soit retardé pour des motifs d'ordre économique. À la lumière de nos consultations auprès de l'industrie, nous avons jugé qu'un calendrier de raccordement de 5, 15, 20, 20, 15, 15, 5, 2, 2, et 1 % par an serait réaliste. Nous sommes conscients que les conditions changeantes du marché pourraient accélérer ou ralentir les activités de raccordement prévues. Le calendrier de raccordement suppose aussi que les gisements qui ne sont pas rentables pour le moment, en raison de leur taille ou de la distance les séparant des installations existantes, le deviendront d'ici dix ans.

Selon nous, les pratiques contractuelles futures seront légèrement différentes des pratiques observées par le passé. Nous prévoyons notamment que les gisements qui ne sont pas en production en ce moment seront exploités à des taux d'extraction initiaux passablement plus rapides, en moyenne, que ceux des gisements actuellement en production même si dans certains cas, il faudra réduire le rythme de production dans une certaine mesure pour des impératifs de contrats à long terme. Les taux d'extraction initiaux ont été choisis de façon à refléter la modification des pratiques contractuelles et ils varient d'une région productrice à l'autre.

Pour établir nos prévisions de la capacité de production de quelque 371 gisements de gaz inexploités représentant des réserves de 2,2 EJ en **Colombie-Britannique**, nous avons utilisé notre cadre de modélisation en présumant un taux d'extraction initial de 1 : 4 750. (D'après les données réunies à la faveur de nos consultations, les taux d'extraction initiaux applicables aux réserves inexploitées

1 Gisements particuliers identifiés par le ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan dans les champs désignés, par opposition aux gisements non identifiés que ce ministère a groupés dans la catégorie «divers».

se situeraient entre 1 : 4 500 et 1 : 5000). Si nous appliquons notre calendrier de raccordement des gisements inexploités à ce profil de capacité de production, nous obtenons une capacité maximale de quelque 150 PJ par année en 1997, après quoi la capacité de production diminue pour se situer à quelque 30 PJ par année en 2010.

En **Alberta**, les réserves inexploitées de gaz non associé représentent environ 19,9 EJ. À la fin de 1988, quelque 13,6 EJ de ces réserves étaient dénombrés dans 10 638 gisements gazéifères pour lesquels nous avons établi nos prévisions de la capacité de production à l'aide de notre modèle de productibilité. Comme les opinions au sujet des taux d'extraction initiaux étaient fort variées - de 1 : 2 000 à 1 : 7 000 -, nous avons conclu, après avoir mené nos consultations, qu'il serait raisonnable de présumer que les taux d'extraction initiaux applicables aux réserves albertaines inactives devraient être fonction de la taille des gisements, les plus petits produisant aux taux les plus rapides. Nombre de petits gisements, notamment ceux à puits unique, sont maintenant raccordés et produisent à un taux pouvant atteindre 1 : 2 000. Les gisements plus importants peuvent être exploités plus économiquement à des rythmes plus lents, ce qui est généralement le cas.

Pour les réserves albertaines de gaz non associé qui ne sont pas en production, nous avons retenu les taux d'extraction suivants :

- 1 : 5 250 pour quelque 5,4 EJ de réserves situées dans 617 gisements dont les réserves initiales sont d'au moins 100 millions de mètres cubes (4 PJ);
- 1 : 4 125 pour quelque 4,6 EJ de réserves situées dans 2 387 gisements dont les réserves initiales vont de 30 à 99 millions de mètres cubes (1 à 4 PJ);
- 1 : 3 000 pour quelque 3,5 EJ de réserves situées dans 7 634 gisements dont les réserves initiales sont inférieures à 30 millions de mètres cubes (1 PJ).

Rien nous porte à croire que les autres réserves inactives ajoutées en 1989 (6,3 EJ) présenteront des caractéristiques de production différentes de celles des 13,6 EJ examinés en détail. En appliquant les taux de raccordement indiqués précédemment, nous avons estimé que les réserves de gaz qui ne sont pas en production en Alberta pourront produire quelque 1 500 PJ par année en 1998, mais leur production baissera par la suite pour s'établir à moins de 200 PJ par année en 2010.

Nous avons calculé la capacité de production des réserves de gaz non associé inactives de la **Saskatchewan** qui sont estimées à 0,4 EJ en nous fondant sur nos prévisions de la capacité de production des réserves de gaz non associé en production. En appliquant les taux de raccordement indiqués précédemment, nous avons prévu que les réserves inactives de cette province pourraient produire quelque 30 PJ par année en 1999, mais que la production chuterait par après pour s'établir à moins de 10 PJ par année en 2010.

Nos prévisions de la capacité de production des réserves inactives de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan sont résumées au tableau A6-9 en annexe.

Résumé des prévisions relatives à la capacité de production des réserves établies

Globalement, la capacité de production des réserves établies de la Colombie-Britannique, qui est actuellement de quelque 550 PJ par année, devrait atteindre un sommet de près de 600 PJ par année en 1994 pour ensuite tomber à moins de 100 PJ par année en 2010.

En Alberta, la capacité de production à même les réserves établies est actuellement de quelque 4 300 PJ par année et elle devrait diminuer de façon constante pendant la période d'étude pour s'établir à environ 600 PJ par année en 2010.

En Saskatchewan, on prévoit que la capacité de production des réserves établies diminuera de façon constante pendant la période d'étude : après avoir atteint un maximum de plus de 200 PJ par année en 1991, elle devrait s'établir à quelque 10 PJ par année en 2010.

Dans les autres régions productrices, on prévoit aussi qu'après avoir culminé à quelque 41 PJ par année en 1991, la capacité de production ne sera que d'environ 6 PJ par année en 2010.

Globalement, on s'attend donc à ce que la capacité de production des réserves établies situées dans les régions de production traditionnelles du Canada, qui est actuellement de plus de 5 100 PJ par année, demeure assez constante au cours des cinq premières années de la période de prévision. Cependant, elle diminuera par la suite pour s'établir à environ 750 PJ en 2010.

Ces prévisions de la capacité de production à même les réserves établies donnent lieu à des rapports R/P à la baisse pour les huit premières années de la période d'étude. Ce rapport R/P, qui est actuellement de 14,6 années, sera d'environ huit années dans huit ans, mais il demeurera relativement constant par la suite.

Nos prévisions de la capacité de production à même les réserves établies du BSOC sont résumées au tableau A6-9 en annexe. Les figures 6-26 et 6-27 illustrent la capacité de production de ces réserves établies. La figure 6-26 indique la capacité de production des réserves en production et des réserves inactives, et la figure 6-27 indique la capacité de production de chaque région productrice.

Nos prévisions de la capacité de production des réserves établies ne sauraient être exactes car la capacité de production n'est pas mesurée et même le niveau actuel indiqué est une estimation. Voici quelques-unes des incertitudes entourant ces prévisions :

- les prévisions sont fondées principalement sur les estimations des réserves établies, lesquelles sont incertaines en soi parce qu'avec le temps, les estimations des réserves d'un gisement donné peuvent être plus élevées ou moins élevées parce que le gisement est mis en valeur et que la production de ce gisement indique plus nettement le niveau des réserves établies;

- les futures tendances dans le domaine des pratiques contractuelles et les taux d'extraction par région sont des inconnues;

- il n'existe pas souvent de données fiables sur la productibilité des réserves inactives, et la viabilité économique d'une partie de ces réserves est contestable;

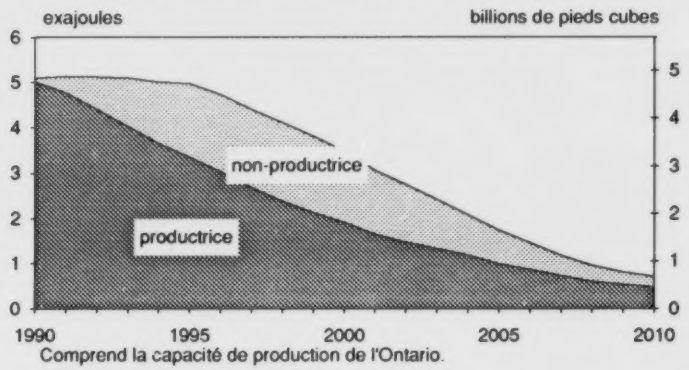
- il est impossible de prévoir avec certitude le taux de raccordement des nouvelles réserves même si on peut poser des hypothèses générales sur la capacité de l'industrie à cet égard; et

- enfin, le calendrier et le niveau de production du gaz associé sont fondés principalement sur nos prévisions de production de pétrole, lesquelles comportent des incertitudes.

6.4.6.2 Additions aux réserves dans le BSOC

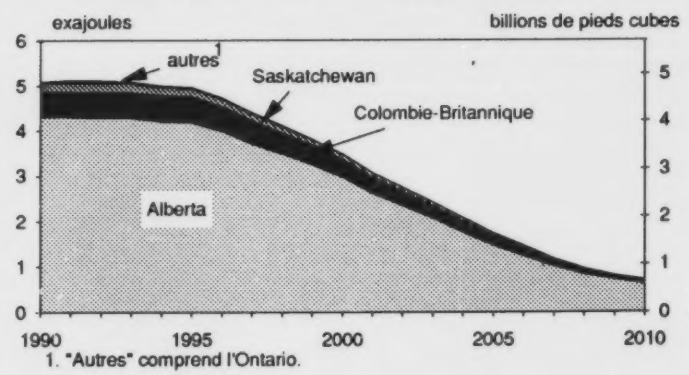
Comme la capacité de production à même les réserves établies diminue pendant la période des prévisions, le Canada devra compter de plus en plus sur la capacité de production à même les additions aux réserves dans le BSOC et les réserves des régions pionnières, pour être en mesure de faire face à la croissance de la demande intérieure et de la demande à l'exportation. Nos prévisions des additions aux réserves sont établies à partir de la trajectoire des prix du gaz naturel

Figure 6-26
Capacité de production des réserves établies dans le BSOC par catégorie



Comprend la capacité de production de l'Ontario.

Figure 6-27
Capacité de production des réserves établies dans le BSOC par région

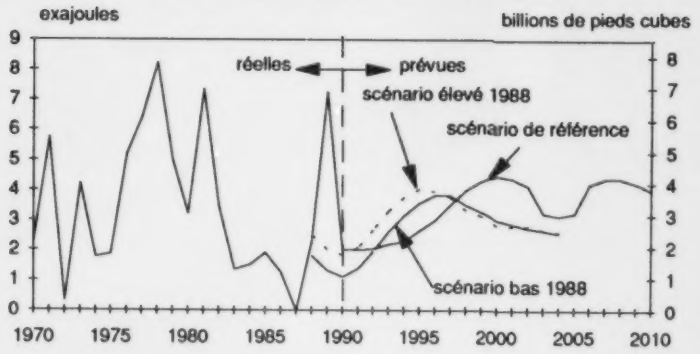


1. "Autres" comprend l'Ontario.

et des coûts directs établis pour le BSOC, comme nous l'avons décrit précédemment dans le présent chapitre. Nous prévoyons que les additions aux réserves nécessaires au maintien de la capacité de production àlong terme seront supérieures d'environ 10 % à 15 % à la production annuelle moyenne, ou à la demande (voir l'encart de la section 6.4.6 pour une description plus détaillée de notre façon d'estimer la capacité de production).

À court terme, nous prévoyons que les additions aux réserves seront relativement stables, pour se maintenir à un niveau d'environ 2,0 exajoules par année. Après 1995, cependant, le taux des additions commence à augmenter parce que la demande et les prix du gaz augmentent également et que l'excédent actuel de productibilité se résorbe graduellement dans le BSOC. Nous avons présumé que les producteurs de l'Ouest canadien ralentiront quelque peu leurs activités en attendant la mise en production de nouvelles sources importantes d'approvisionnement en gaz dans les régions pionnières. Si l'on tient pour acquise la mise en branle de la production dans le delta du Mackenzie, les additions aux réserves dans le BSOC diminueront sensiblement au début des années 2000. Dans le cas contraire, étant donné notre prévision de la demande, la capacité de production excédentaire par rapport à la demande sera supérieure à celle que nous avons prévue pour cette période et les prix seront encore plus bas. Pendant la majeure partie de cette période, les additions affichent une croissance car la demande s'accroît encore et l'offre en provenance des réserves établies poursuit son mouvement à la baisse (voir la figure 6-28).

Figure 6-28
Additions aux réserves de gaz naturel commercialisable dans le BSOC



De 1970 à 1989, les additions aux réserves se sont chiffrées en moyenne à 3,5 exajoules par année (voir le tableau A6-10 en annexe). Dans le scénario de référence, nous prévoyons que de 1990 à 2010, les additions aux réserves dans le BSOC totaliseront 72 exajoules, soit une moyenne de 3,4 exajoules par année, comme l'indique le tableau A6-10 en annexe. Ces additions représentent 69 % de l'estimation des ressources récupérables non découvertes du BSOC qui s'établit à 105 exajoules dans le scénario de référence, et environ 46 % de l'estimation de 155 exajoules dans le scénario de sensibilité aux ressources élevées. Cependant, il serait absolument impossible de soutenir ce rythme des additions aux réserves dans le scénario de sensibilité aux ressources peu élevées car les ressources récupérables non découvertes y sont estimées à 55 exajoules seulement.

Notre prévision des additions aux réserves vise à indiquer de façon générale le rythme auquel les additions annuelles et les additions cumulatives devront se faire si l'on veut atteindre les niveaux prévus de capacité de production. Les additions réelles aux réserves dépendront de plusieurs facteurs : les prix et la demande de gaz naturel, les taux de découverte et les coûts connexes, et les niveaux d'activité. Comme les données historiques l'indiquent, elles fluctueront beaucoup plus d'une année à l'autre que notre analyse le suppose.

Dans le rapport de 1988, nous avions prévu, pour 1987 à 2005, des additions aux réserves de 2,4 exajoules par année en moyenne dans le scénario bas et de 2,7 exajoules dans le scénario élevé. Pour cette période de 19 ans, nous avions prévu des additions aux réserves de 51 exajoules et 56 exajoules dans les scénarios bas et élevé respectivement, ce qui représentait 57 % et 63 % de notre estimation du potentiel en ressources récupérables non découvertes à ce moment-là. Les estimations plus élevées qu'on trouve dans le scénario de référence reflètent notre révision de l'évaluation du potentiel et des coûts directs pour le BSOC ainsi que la croissance de la demande de gaz naturel canadien prévue dans la présente étude par comparaison avec le rapport de 1988.

6.4.6.3 Activité prévue de forage axée sur le gaz dans le BSOC

Pour évaluer de façon générale le caractère raisonnable de nos

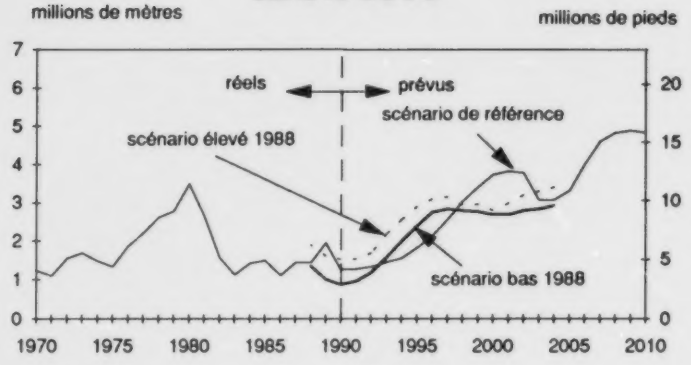
prévisions des additions aux réserves pendant la période d'étude, nous estimons les niveaux de forage exploratoire permettant de réaliser les additions prévues aux réserves.

Il est impossible de déterminer si un puits a été foré pour trouver du pétrole ou du gaz naturel. Pour faire la distinction, nous utilisons donc, comme données historiques, les résultats des forages. Les puits qui ont permis de découvrir du pétrole sont classés comme étant axés sur la recherche du pétrole tandis que ceux qui ont permis de découvrir du gaz naturel sont classés comme étant axés sur la recherche de gaz. Les puits abandonnés chaque année sont classés dans l'une de ces catégories dans la même proportion que les puits productifs. (Notre prévision de l'activité axée sur le pétrole est analysée àla section 7.2.1.4).

Comme nous l'avons indiqué précédemment dans ce chapitre, nous prévoyons une diminution progressive des additions aux réserves par mètre de forage exploratoire au cours de la période des prévisions, le rythme de ralentissement étant relié en partie à notre estimation de la taille de la ressource non découverte. Pour chaque addition annuelle prévue, nous estimons le niveau requis de forage exploratoire axé sur le gaz en tenant compte de la courbe des additions aux réserves de la figure 6-5. Le niveau de forage exploratoire axé sur le gaz qui permettra de réaliser les additions aux réserves prévues ci-dessus est indiqué à la figure 6-29.

Pour que les prévisions des additions se réalisent, il faudrait que l'activité de forage axée sur le gaz naturel s'accroisse au cours de la période d'étude, pour passer du niveau estimatif de quelque 1,7 million de mètres en 1990 à un sommet de 4,9 millions de mètres

Figure 6-29
Forages exploratoires axés sur le gaz dans le BSOC



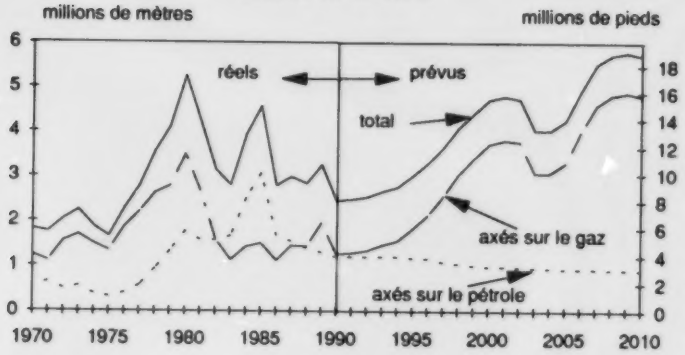
en 2009. Comme nous l'avons signalé précédemment, l'activité de forage diminue de 2001 à 2006 puis après 2009, car nous prévoyons que l'industrie ralentira ses activités dans le BSOC en vue de la mise en production des réserves du delta du Mackenzie, qui devrait débuter vers 2004, et en vue de l'accroissement de la production du delta du Mackenzie vers la fin de la période des prévisions.

À la figure 6-29, nous comparons la prévision de l'activité de forage axée sur le gaz dans le scénario de référence avec les prévisions des scénarios bas et élevé du rapport de 1988. Les écarts entre nos prévisions actuelles et les prévisions contenues dans le rapport de 1988 reflètent en partie la mise àjour de notre évaluation de la taille et du coût de production de la ressource dans le BSOC et la révision de notre estimation de la capacité de production àmême les réserves établies. Il faut souligner cependant que notre prévision du niveau de l'activité de forage axée sur le pétrole est plus élevée que nos estimations contenues dans le rapport de 1988 à long terme, et ce, parce que notre scénario de référence prévoit une demande beaucoup plus élevée que les scénarios du rapport de 1988.

Nous estimons l'ensemble des activités de forage exploratoire pour chacune des années de la période des prévisions en faisant la somme des estimations individuelles visant les activités axées sur le pétrole et les activités axées sur le gaz. La figure 6-30 présente les résultats de notre analyse. Le niveau global des activités de forage augmente pour passer d'environ 2,5 millions de mètres en 1990 à 5 ou 6 millions de mètres vers la fin de la période des prévisions. L'activité de forage axée sur le gaz constitue une part croissante de l'activité globale car l'activité de forage axée sur le pétrole demeure relativement stable.

Après l'an 2000, les niveaux prévus de forage exploratoire se rapprochent des niveaux records enregistrés ces dernières années, pour ensuite les dépasser. En 1990, environ 300 plates-formes (sur un parc d'environ 500) étaient actives. Étant donné le recours accru aux plates-formes existantes et la possibilité d'en construire d'autres dans le délai requis, l'industrie pourrait raisonnablement atteindre le niveau d'activité soutenu prévu pour la dernière

Figure 6-30
Répartition des forages exploratoires dans le BSOC



partie de la période d'étude. En outre, notre trajectoire de prix prévoit un taux de rendement suffisant pour attirer les investisseurs.

Cependant, nous devons reconnaître que l'objet de cette prévision est d'indiquer le rythme général des activités de forage au cours de la période d'étude et que les hypothèses retenues sont incertaines. L'estimation de l'activité de forage axée sur le gaz est étroitement reliée au taux des additions aux réserves indiqué précédemment dans ce chapitre. Nous prévoyons un certain ralentissement des activités avant la mise en branle de la production dans le delta du Mackenzie, mais nous nous gardons bien de prévoir les fluctuations de l'activité de forage d'une année à l'autre. Nous admettons également qu'il existe diverses combinaisons plausibles de taux de découverte et de niveaux d'activité qui aboutiraient à la prévision des additions aux réserves de notre scénario de référence.

6.4.6.4 Capacité de production à même les additions aux réserves dans le BSOC

Pour prévoir la capacité de production à même les additions aux réserves dans le scénario de référence, nous avons présumé que les additions futures auraient des caractéristiques de production semblables à celles que nous avons présumées pour les réserves établies qui ne sont pas en production (voir à ce propos la section 6.4.6.1). Nous avons utilisé trois profils de taux de raccordement pour les additions aux réserves, profils fondés sur les prix prévus du gaz naturel et sur l'excédent de la capacité de production par rapport à la demande. Les additions aux réserves ont été raccordées en 10, 6 et 4 ans (voir le tableau A6-11), le rythme s'accélérant à mesure que les prix du gaz naturel montent et que l'offre excédentaire se résorbe. Si nous avions utilisé un calendrier de raccordement plus stable dans le temps, l'excédent de capacité de production aurait été supérieur à celui que nous avons prévu pour les premières années de la période des prévisions.

La capacité de production à même les additions aux réserves dans le BSOC augmente tout au long de la période des prévisions pour atteindre 1,8 exajoules (25 % de la capacité totale de production) en l'an 2002, 2,7 exajoules (50 %) en 2003, et presque 4,0 exajoules (70 %) vers la fin de la période d'étude (voir le tableau A6-13 en annexe).

Le gaz provenant de réservoirs étanches contribue très modestement à la capacité de production pendant la dernière partie de la période d'étude.

6.4.6.5 Capacité de production des régions pionnières

Nous avons établi les dates de démarrage des divers projets dans les régions pionnières, notamment les projets de mise en valeur des ressources gazières de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort ainsi que de la région au large de la côte Est, en nous fondant sur les coûts estimatifs de l'offre pour ces régions que nous avons indiqués précédemment dans ce chapitre, et sur la trajectoire des prix du gaz naturel. À la section 7.2.1.2, nous décrivons plus en détail la méthode utilisée pour établir la date de mise en branle des grands projets.

À la lumière des données examinées dans le cadre de l'audience tenue par l'Office en 1989 pour examiner des demandes de licences d'exportation du gaz en provenance du delta du Mackenzie[1], nous prévoyons que les réserves établies permettront de produire des volumes de gaz suffisants pour servir une capacité pipelinière de quelque 485 PJ par année. La production devrait débuter en 2004.

C'est également en 2004 que devrait commencer la mise en

1 Audience GH-10-88 tenue en 1989 pour étudier les demandes de licences d'exportation de gaz naturel présentées par Esso Ressources Canada Limitée, Shell Canada Limitée et Les Produits Gulf Canada Limitée, en vertu de la partie VI de la Loi sur l'ONE.

production du champ de pétrole Amauligak qui fait l'objet de la section 7.3.1.2. Si les dates de démarrage coïncidaient, cela faciliterait la construction d'un pipeline de liquides de gaz naturel et d'un oléoduc, mais la réalisation simultanée de ces deux projets de pipeline pourrait créer des difficultés d'ordre logistique. Pour éviter ces problèmes, il faudra peut-être décaler les activités de mise en valeur du pétrole et du gaz. Si la mise en valeur des ressources gazières précédait celle des ressources pétrolières, il faudrait construire un pipeline pour le transport des liquides. Le devancement de la construction de ce gazoduc entre le delta du Mackenzie et le pipeline de faible diamètre reliant Zama Lake à Norman Wells pourrait permettre d'acheminer vers les marchés les volumes de pentane plus et autres liquides associés à la production du gaz avant le début de la production de pétrole au champ Amauligak.

Compte tenu des estimations des additions aux réserves dans la région du delta du Mackenzie et des données techniques sur les champs qui seront d'abord raccordés, nous prévoyons que l'offre en provenance de cette région permettra d'accroître la capacité du gazoduc à un niveau de 800 PJ par année au moyen de compresseurs. Selon nous, cette prévision se réaliserait environ cinq ans après le démarrage initial, ou vers 2009.

Nous prévoyons qu'au champ Venture sur la côte Est, la production commencera vers 2010 et s'établira à un niveau de quelque 125 PJ par année.

6.4.6.6 Capacité de production totale

La capacité de production de gaz naturel (non redressée en fonction du report) devrait demeurer relativement stable au cours de la période des prévisions; elle passerait de quelque 5,1 exajoules par année à environ 5,5 exajoules par année d'ici 2004, année où la production commence dans les régions pionnières, pour ensuite fléchir légèrement jusqu'à ce que les volumes marginaux des régions pionnières s'ajoutent en 2009 pour porter la capacité de production à5,6 exajoules par année en 2010 (voir le tableau A6-13 en annexe). La capacité de production à même les additions aux réserves augmente de plus en plus, excédant la capacité de production à partir des réserves établies dans le BSOC en 2003 (figure 6-31).

À la figure 6-32, nous comparons notre prévision de la capacité de production totale pour le scénario de référence aux prévisions des scénarios bas et élevé du rapport de 1988. La prévision du scénario de référence est plus élevée que celle des deux scénarios du rapport de 1988 et cet écart s'explique par les modifications apportées à notre analyse de l'offre (capacité de production àmême les réserves établies, et taille, coût et caractéristiques de production de la ressource non

Figure 6-31

Capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement

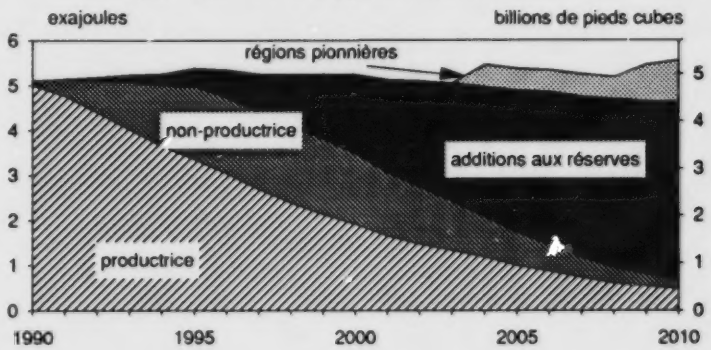
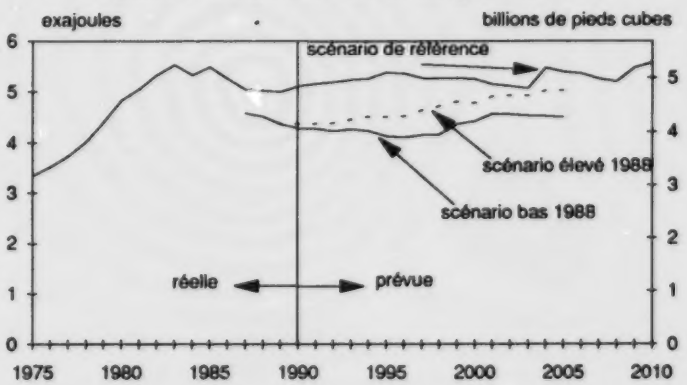


Figure 6-32

Capacité de production de gaz naturel



découverte) et par la prévision plus élevée de la demande dans la présente étude.

À la section 6.4.6.4, nous avons souligné le fait que notre prévision de la capacité de production à même les réserves établies était fondée sur des hypothèses incertaines. Les données les moins certaines sont peut-être les prévisions de la capacité de production à même les additions aux réserves dans le BSOC et de la capacité de production des régions pionnières. Toutes ces incertitudes quant à la taille, au coût et aux caractéristiques de production de la ressource non découverte dans l'Ouest canadien, à l'incidence des innovations technologiques sur les coûts, à la tendance observée au niveau des additions aux réserves, au rôle possible des ressources non classiques de gaz naturel, au calendrier et à l'ampleur des projets des régions pionnières ainsi qu'au taux des additions futures aux réserves ont été analysées tout au long de ce chapitre.

6.4.6.7 Rapport entre l'offre et la demande de gaz naturel

À la figure 6-33 et au tableau A6-13 en annexe, nous comparons l'offre et la demande des 20 dernières années à nos prévisions de l'offre et de la demande pour le scénario de référence. La capacité de production totale indiquée à la figure 6-33 a été redressée de façon que la production corresponde à la demande globale. Comme nous l'avons déjà souligné, nous prévoyons qu'il faudra maintenir la capacité de production à un niveau excédant la production annuelle de façon que celle-ci puisse suivre les fluctuations saisonnières de la demande prévue.

Si l'on inclut la production des régions pionnières, notre prévision rajustée de la capacité de production totale devrait passer du niveau actuel de 5,1 exajoules par année à 6,4 exajoules par année en 2006, après quoi elle baisserait légèrement jusqu'en 2008 pour augmenter à nouveau à 6,6 exajoules en 2010 en raison de la production marginale des régions pionnières. La production totale correspond à la demande et passe d'environ 4,0 exajoules en 1990 à environ 5,5 exajoules à la fin de la période des prévisions.

La production en provenance du BSOC devrait passer du niveau actuel de 4,0 exajoules par année à environ 5,6 exajoules par année en 2008 pour ensuite fléchir. Les réserves restantes du BSOC devraient diminuer au cours de la période des prévisions : de 74 exajoules à la fin de l'année 1989, elles se chiffreraient à environ 42 exajoules à la fin de 2010. Les rapports réserves-production correspondants pour le BSOC sont censés diminuer; il est actuellement de 18 et devrait chuter à 10 d'ici l'an 2000 pour ensuite se stabiliser (voir le tableau A6-14 en annexe).

Voici les observations que l'on peut faire au sujet de notre prévision de l'offre de gaz naturel :

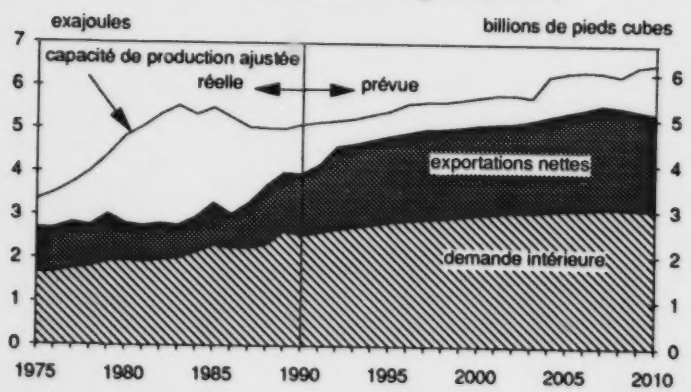
- l'excédent de la capacité de production par rapport à la demande devrait se résorber au cours de la période des prévisions. À court terme notamment, l'offre excédentaire continuera probablement d'exercer un effet à la baisse sur les prix, et ce, peut-être dans une plus grande mesure que celle que nous avons présumée dans nos prévisions;

- au cours de la période d'étude, le Canada devra compter de plus en plus sur les additions aux réserves dans le BSOC et sur l'offre des régions pionnières;

- il est difficile de prévoir le niveau d'activité de forage qui permettrait de réaliser les additions aux réserves voulues,

Figure 6-33

Offre et demande de gaz naturel



mais d'après notre analyse, il faudrait que ce niveau augmente beaucoup notamment pendant la dernière partie de la période des prévisions;

- l'Alberta fournit l'essentiel de la production de gaz, mais nous prévoyons une croissance de la contribution de l'offre provenant de la Colombie-Britannique (qui représentera environ 15 % de la production globale à la fin de la période des prévisions); par contre, nous ne prévoyons aucune modification sensible de la part de la production totale provenant de la Saskatchewan;

- notre prévision de l'offre totale comprend une modeste contribution du gaz des formations imperméables, mais elle ne tient pas compte de la contribution du méthane de filon houiller. Si la mise en valeur du méthane devenait rentable au cours de la période des prévisions, on pourrait recourir moins aux additions aux réserves classiques du BSOC et à l'offre des régions pionnières, ou on pourrait porter la production à un niveau plus élevé que celui prévu dans notre scénario de référence;

- si l'estimation des ressources non découvertes du BSOC était plus élevée, cela pourrait atténuer la chute prévue du taux des additions aux réserves et réduire les niveaux d'activité par rapport à ceux que nous avons anticipés, d'où la possibilité d'accroître les exportations de gaz provenant du BSOC à long terme. Par contre, si les ressources s'avéraient moins abondantes que nous l'avons prévu dans le scénario de référence, le Canada devrait miser davantage sur l'offre des régions pionnières pour répondre à la demande prévue ou, ce qui est peut-être plus probable, la production de gaz canadien serait inférieure à celle que notre analyse indique.

En dernier lieu, nous rappelons que cette prévision repose sur nombre de variables incertaines. Dans les sections précédentes de ce chapitre, nous avons mis en lumière certaines de ces variables. Nos prévisions visent àdonner une perspective générale de l'offre future de gaz naturel canadien àlong terme, à partir d'un éventail d'hypothèses que nous jugeons plausible. Nous nous sommes gardés de prévoir la variabilité des additions aux réserves et des niveaux d'activité qui sera forcément observée et à laquelle l'industrie en amont et le marché devront généralement s'adapter.

6.5 Résultats des scénarios de sensibilité

6.5.1 Test de sensibilité aux prix bas et élevés du pétrole

Test de sensibilité aux prix élevés du pétrole

Comme nous l'avons expliqué à la section 6.3, ce test de sensibilité a pour but d'examiner l'incidence de prix plus élevés du pétrole sur les prix, la demande, l'offre et le commerce international du gaz naturel. Selon nous, des prix plus élevés du pétrole stimuleraient la demande et l'offre de gaz naturel, feraient grimper les prix par rapport à ceux du scénario de référence (mais pas forcément proportionnellement à ceux des prix du pétrole) et augmenteraient les exportations canadiennes de gaz. En outre, des prix plus élevés du pétrole devraient raffermir les expéditions de gaz par le réseau de TPCL et accélérer la mise en valeur rentable des ressources gazières du Nord pour les marchés du Sud. Toutes ces perspectives sont confirmées par les résultats de nos analyses, comme l'indique le tableau 6-17 ci-dessous.

Voici les principaux points qui se dégagent du tableau 6-17 :

1) l'impact des prix plus élevés du pétrole sur les prix du gaz naturel est sensible, mais faible jusqu'en 1997; cependant, l'impact sur la demande et les expéditions de gaz se fait sentir seulement plusieurs années par après;

2) en 2012, l'impact des prix plus élevés du pétrole sur la consommation de gaz naturel nord-américain est très important; la consommation est d'environ 2,5 10^{12}pi^3 par année ou 10 % supérieure à celle du scénario de référence;

3) l'impact sur les expéditions de TPCL vers l'Ontario devient important après le tournant du siècle; en 2012, il se traduit par une hausse d'environ 35 % par rapport au scénario de référence;

4) lorsque les prix du pétrole sont plus élevés, des volumes considérables de gaz en provenance du delta du Mackenzie sont expédiés à une date antérieure à celle prévue; nous avons limité le volume final de ces expéditions à 0,7 10^{12}pi^3 par année compte tenu de la capacité pipelinière et des facteurs liés à l'offre;

5) en 2007, avant que le RTGNA devienne concurrentiel, les exportations canadiennes nettes dans le scénario de prix élevés excèdent d'environ 10 % les exportations prévues dans le scénario de référence. En 2012, les expéditions de ce

Tableau 6-17

Comparaison de résultats choisis: scénario de référence par rapport au scénario des prix élevés du pétrole

	1997	2002	2012
prix après traitement en Alberta [a]			
de référence	2,3	3,0	4,2
prix élevés du pétrole	2,5	3,3	4,6
demande nord-américaine au titre de l'utilisation finale [b]			
de référence	22,3	23,5	22,5
prix élevés du pétrole	22,6	24,6	25,0
exportations nettes du Canada [b][c]			
de référence	2,0	2,0	2,1
prix élevés du pétrole	2,0	2,2	2,1
expéditions du TCPL vers l'Ontario [b]			
de référence	1,5	1,4	1,5
prix élevés du pétrole	1,6	1,6	1,9
expéditions du delta du Mackenzie [b]			
de référence	n.d.	0,1	0,7
prix élevés du pétrole	n.d.	0,4	0,7
expéditions de l'ANGTS [b]			
de référence	n.d.	n.d.	1,2
prix élevés du pétrole	n.d.	0,2	2,1

[a] $ CAN 1990/GJ
[b] billions de pieds cubes par année
[c] Calculées selon la méthode expliquée à la section 6.4.1.4.

réseau prévues dans le scénario de prix élevés représentent presque le double de celles du scénario de référence, de sorte que les exportations canadiennes nettes des deux scénarios sont comparables en 2012. Le gaz du RTGNA et le gaz canadien cherchent à s'accaparer d'une part de la demande marginale américaine.

Il convient de s'attarder sur certains aspects de ces résultats.

En ce qui a trait au rapport entre le prix du pétrole brut et le prix du gaz naturel après traitement, en 2012, le prix du brut dans le scénario élevé excède d'environ 30 % le prix du brut du scénario de référence tandis que dans le cas des prix après traitement du gaz de l'Alberta et des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), l'écart n'est que d'environ 10 %. Ce phénomène s'explique par le fait que dans l'industrie du gaz naturel, la concurrence empêche les vendeurs de pratiquer des prix excédant le coût marginal du gaz, lequel croît dans une proportion moindre que le prix du pétrole et ce, même si la consommation de gaz a augmenté suite à la hausse des prix du pétrole.

L'évolution de la demande varie considérablement d'un secteur à l'autre. Sur les marchés où le gaz naturel et le pétrole sont difficilement interchangeables compte tenu de notre échelle de prix, (c'est-à-dire le marché captif et les producteurs d'électricité qui utilisent du mazout léger ou du mazout lourd vendu au même prix que le mazout léger), la hausse du prix du gaz constitue le facteur déterminant des prix et la baisse de la demande est très modeste. Sur les marchés où le gaz et le mazout lourd sont interchangeables, la hausse du prix du pétrole constitue le facteur déterminant des prix dans la mesure où les prix du pétrole montent dans une proportion supérieure de beaucoup à celle du gaz, entraînant une perte importante du marché interchangeable du pétrole au profit du gaz naturel. Le rapport entre les prix comparatifs du gaz et du mazout lourd et le développement du marché non captif est illustré à la figure 6-34. Le marché non captif américain passe de 4,9 $10^{12}pi^3$ en 1987 à 6,5 $10^{12}pi^3$ en 2002 pour ensuite fléchir à 5,6 $10^{12}pi^3$ en 2012. Dans l'ensemble, la situation est comparable au Canada, mais le profil des prix comparatifs du pétrole et du gaz est légèrement différent.

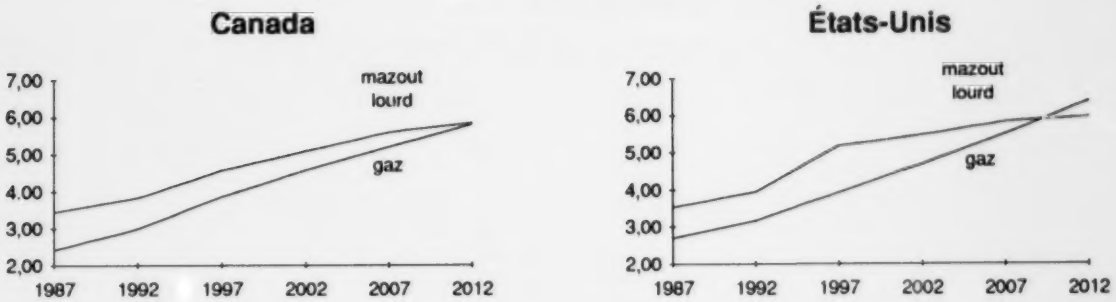
Test de sensibilité aux prix bas du pétrole

Comme dans le cas du test de sensibilité aux prix élevés du pétrole, nous prévoyons que, par rapport au scénario de référence, des prix plus bas du pétrole auraient pour effet de réduire la demande et l'offre de gaz naturel de sorte que les prix du gaz naturel baisseraient (pas nécessairement dans la même proportion que les prix du pétrole) et les exportations canadiennes de gaz diminueraient. Si les prix du pétrole étaient moins élevés, on observerait aussi une diminution

Figure 6-34

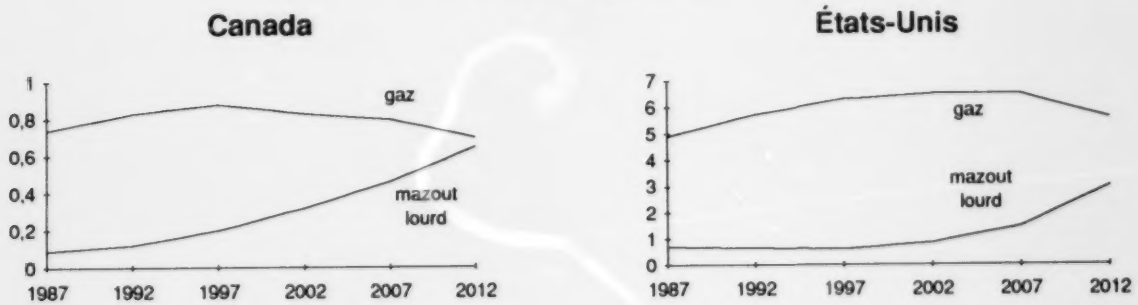
Scénario élevé des prix du pétrole
Prix du gaz non captif et du mazout lourd

($ CAN 1990/GJ)



Demande de gaz non captif et de mazout lourd

(billions de pieds cubes par année)



Nota: Les prix sont au point d'utilisation finale.

des expéditions sur le réseau TPCL entre l'Alberta et l'Ontario, et la faisabilité des projets de mise en valeur du gaz nordique (delta du Mackenzie et Alaska) serait retardée. Ces perspectives sont confirmées par nos résultats, comme l'indique le tableau 6-18.

Voici les principaux points qui se dégagent du tableau 6-18 :

1. en 1997, le prix après traitement du gaz albertain dans le scénario de prix bas du pétrole est inférieur d'environ 14 % à celui du scénario de référence, et en 2012, l'écart est de 17 %;

2. en 2002, l'impact des prix bas du pétrole sur la consommation de gaz naturel en Amérique du Nord se chiffre à environ 1,7 $10^{12}pi^3$, ce qui représente une baisse de 7,2 % par rapport au scénario de référence; en 2012, l'écart est de 2,3 $10^{12}pi^3$, ou 10,3 %;

3. l'incidence des prix bas du pétrole sur les expéditions de gaz sur le réseau TPCL entre l'Alberta et l'Ontario est modérée jusqu'en 2001, mais l'écart s'accroît par la suite de sorte qu'en 2012, dans le scénario de prix bas, TPCL transporte 1,1 $10^{12}pi^3$ par année comparativement à 1,4 $10^{12}pi^3$ dans le scénario de référence;

4. le projet de mise en valeur du gaz du delta du Mackenzie devient rentable après 2007 seulement dans le scénario de prix bas du pétrole, mais après 2002 dans le scénario de référence;

5. en 2002, les prix bas du pétrole entraînent une baisse importante des exportations canadiennes nettes de gaz naturel par rapport à celles prévues

dans le scénario de référence; dans ce dernier scénario, elles se chiffrent à 2,0 $10^{12}pi^3$ comparativement à 1,6 $10^{12}pi^3$ dans le scénario de prix bas. En 2012, cependant, les exportations nettes connaissent une reprise et totalisent 2,1 $10^{12}pi^3$, l'écart entre les deux scénarios n'étant plus que de 200 10^9pi^3. Comme le RTGNA n'est pas rentable dans le scénario de prix bas en 2012, les exportations canadiennes nettes augmentent pour passer de 1,6 $10^{12}pi^3$ en 2002 à 2,0 $10^{12}pi^3$ en 2012.

L'écart entre les prix du pétrole brut du scénario de prix bas et du scénario de référence est de 30 %, mais celui entre les prix du gaz naturel après traitement en Alberta n'est que de 17 %. Cela reflète le fait que les coûts de l'offre de gaz naturel ne sont pas assez souples pour s'adapter à la baisse très importante des prix du pétrole représentée par le scénario de prix bas. Dans le scénario de prix bas, la taille du marché du gaz naturel diminue donc davantage que dans le scénario de référence.

Cette perte d'une partie du marché se produit en totalité sur les marchés où le gaz et le mazout lourd sont interchangeables. L'incidence des prix bas du pétrole sur la taille des marchés non captifs est indiquée à la figure 6-35.

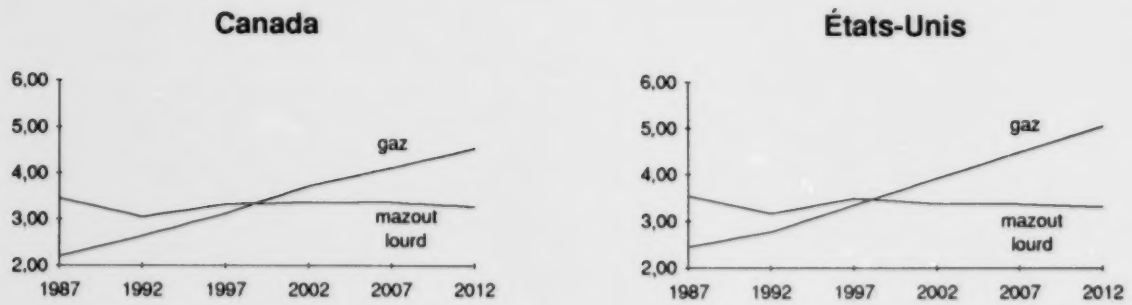
Aux États-Unis comme au Canada, les prix du gaz naturel excèdent les prix du pétrole à la fin des années 1990, et cela se traduit par une érosion très importante de la demande de gaz des marchés non captifs et par une hausse de la demande de mazout lourd. On

Figure 6-35

Scénario bas des prix du pétrole

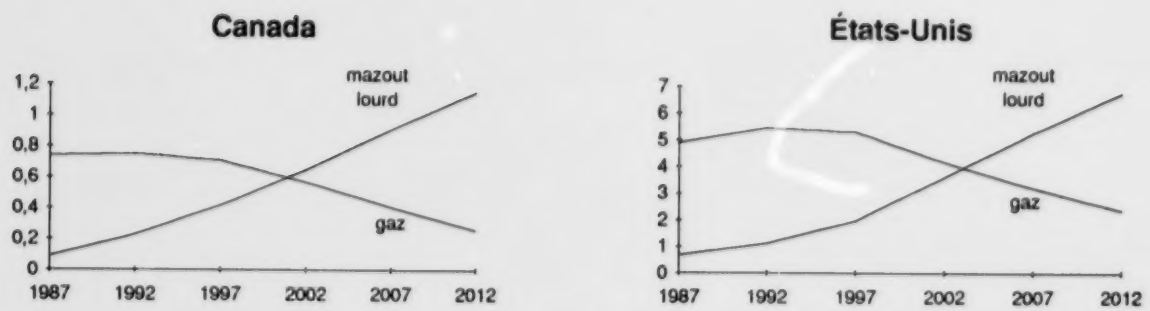
Prix du gaz non captif et du mazout lourd

($ CAN 1990/GJ)



Demande de gaz non captif et de mazout lourd

(billions de pieds cubes par année)



Nota: Les prix sont au point d'utilisation finale.

Tableau 6-18

Comparaison de résultats choisis: scénario de référence par rapport au scénario des prix bas du pétrole

	1997	2002	2012
prix après traitement en Alberta [a]			
de référence	2,3	3,0	4,2
prix bas du pétrole	2,0	2,7	3,5
demande nord-américaine au titre de l'utilisation finale [b]	22,3	23,5	22,5
de référence	21,8	21,8	21,7
prix bas du pétrole			
exportations nettes du Canada [b][c]	2,0	2,0	2,1
de référence	2,0	1,6	2,0
prix bas du pétrole			
expéditions du TCPL vers l'Ontario [b]	1,5	1,4	1,5
de référence	1,4	1,2	1,1
prix bas du pétrole			
expéditions du delta du Mackenzie [b]	n.d.	0,1	0,7
de référence	n.d.	0,3	0,7
prix bas du pétrole			
expéditions de l'ANGTS [b]	n.d.	n.d.	1,2
de référence	n.d.	n.d.	0,2
prix bas du pétrole			

[a] $ CAN 1990/GJ
[b] billions de pieds cubes par année
[c] Calculées selon la méthode expliquée à la section 6.4.1.4.

observe ce phénomène en dépit des faibles marges de distribution présumées pour les ventes de gaz sur ce marché et malgré également le rapport élevé que nous avons présumé entre les prix du brut et du mazout lourd.

Cependant, la consommation de gaz du marché non captif est d'environ 4 % à 6 % plus élevée dans le scénario de prix bas que dans le scénario de référence car la baisse des prix du gaz naturel stimule modérément la demande du marché captif. Par définition, le marché captif ne peut pas substituer le pétrole au gaz, mais n'eut été de cela, on pourrait assister, aux États-Unis, au remplacement du gaz naturel par le mazout léger parce que dans ce pays, le mazout léger devient beaucoup moins cher que le gaz du marché captif après l'an 2000. On n'observe pas ce phénomène au Canada où le gaz du marché captif est meilleur marché et le mazout léger plus cher en moyenne qu'aux États-Unis.

6.5.2 Tests de sensibilité aux ressources élevées et peu élevées

Comme nous l'avons souligné à la section 6.3, l'objet premier de nos tests de sensibilité aux ressources canadiennes élevées et peu élevées est d'examiner l'impact des estimations plus élevées et moins élevées du potentiel ultime de BSOC sur les exportations canadiennes nettes de gaz naturel. Ces tests nous permettent de prévoir l'impact de la fluctuation du potentiel ultime et des coûts directs connexes pour le BSOC par rapport à celle observée dans les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et également de démontrer l'impact de ces changements sur le calendrier de la mise en valeur des ressources des régions pionnières canadiennes et de l'aménagement de l'infrastructure de transport connexe.

Pour ces tests de sensibilité, nous utilisons un éventail d'estimations du potentiel ultime en ressources récupérables et des coûts directs connexes qui font l'objet des sections 6.2.1 et 6.2.2 respectivement. Dans le scénario de potentiel canadien élevé, nous estimons à 300 EJ le potentiel ultime en ressources récupérables dans le BSOC tandis que dans le scénario de potentiel faible, nous l'évaluons à 200 EJ. Les coûts directs sont redressés en conséquence par rapport à ceux du scénario de référence. Cependant, même si nous avons utilisé un éventail d'estimations du potentiel ultime pour obtenir l'échelle de coûts directs utilisée dans notre analyse, il existe d'autres facteurs qui pourraient donner lieu à des coûts directs plus élevés ou moins élevés que ceux figurant dans le scénario de référence. Ces facteurs sont décrits plus en détail à la section 6.2.2.

Test de sensibilité aux ressources canadiennes élevées

Selon nous, un potentiel ultime plus élevé serait assorti de coûts directs plus bas et, si les coûts et les ressources aux États-Unis

Tableau 6-19

Comparaison de résultats choisis: scénario de référence par rapport aux tests de ressources élevées et de faibles ressources au Canada

	1997	2002	2012
prix après traitement en Alberta [a]			
de référence	2,3	3,0	4,2
ressources élevées au Canada	2,3	2,9	3,9
faibles ressources au Canada	2,5	3,2	4,5
demande nord-américaine au titre de l'utilisation finale [b]			
de référence	22,3	23,5	22,5
ressources élevées au Canada	22,5	23,9	23,2
faibles ressources au Canada	22,2	23,2	22,0
exportations nettes du Canada [b][c]			
de référence	2,0	2,0	2,1
ressources élevées au Canada	2,0	2,5	4,0
faibles ressources au Canada	1,7	1,5	1,1
expéditions du TCPL vers l'Ontario [b]			
de référence	1,5	1,4	1,5
ressources élevées au Canada	1,5	1,6	2,0
faibles ressources au Canada	1,3	1,1	1,3
expéditions du delta du Mackenzie [b]			
de référence	n.d.	0,1	0,7
ressources élevées au Canada	n.d.	n.d.	0,7
faibles ressources au Canada	n.d.	0,2	0,7
expéditions de l'ANGTS [b]			
de référence	n.d.	n.d.	1,2
ressources élevées au Canada	n.d.	n.d.	0,4
faibles ressources au Canada	n.d.	n.d.	1,6

[a] $ CAN 1990/GJ
[b] billions de pieds cubes par année
[c] Calculées selon la méthode expliquée à la section 6.4.1.4.

demeurent stables par rapport à ceux du scénario de référence, d'une compétitivité accrue du gaz canadien sur le marché nord-américain par rapport au scénario de référence. Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 6-19.

Voici les principaux points qui ressortent des résultats du test de sensibilité aux ressources canadiennes élevées présentés au tableau 6-19 :

1) l'écart entre les prix du gaz naturel est très faible à court terme, mais dans le scénario de ressources élevées, le prix après traitement est inférieur de 6% en 2002 et de 8% en 2012 à celui du scénario de référence;

2) le potentiel ultime plus élevé a des effets négligeables sur la consommation nord-américaine de gaz naturel jusque vers la fin de la période des prévisions. En 2012, la consommation est de quelque 0,7 $10^{12}pi^3$, soit 3% de plus que dans le scénario de référence;

3) l'écart entre les exportations nettes est négligeable à court terme, mais très grand à long terme. En effet, les exportations du scénario de ressources élevées dépassent celles du scénario de référence de 25% en 2002 et d'environ 90% en 2012;

4) en 1997, les expéditions de gaz sur le réseau TPC1, de l'Alberta vers l'Ontario, sont les mêmes dans les deux scénarios, mais après, elles sont plus élevées dans le scénario de ressources élevées; en 2012, l'écart est d'environ 33%, les expéditions se chiffrant à 2 $10^{12}pi^3$ par année;

5) dans le scénario de ressources élevées, le projet de mise en valeur des ressources gazières du delta du Mackenzie devient rentable seulement après 2007 alors qu'il l'était après 2002 dans le scénario de référence; le projet de RTGNA est reporté au-delà de la période des prévisions.

L'aspect principal du scénario de ressources élevées est la hausse très importante des exportations nettes par comparaison avec celles prévues dans le scénario de référence, pour la dernière partie de la période des prévisions. Grâce à l'accroissement des ressources canadiennes et à la diminution proportionnelle des coûts directs, la production en provenance du BSOC est soutenue et, dans les faits, elle augmente vers la fin de la période des prévisions au lieu de commencer à fléchir comme dans le scénario de référence. À cette production s'ajoute celle du delta du Mackenzie qui débute un peu plus tard que dans le scénario de référence, vu la trajectoire de prix plus bas. Le gaz du BSOC est plus concurrentiel que le gaz américain et le gaz des régions pionnières sur le plan des coûts, et, par conséquent, il représente un pourcentage plus important de la consommation nord-américaine que dans le scénario de référence.

Test de sensibilité aux ressources canadiennes peu élevées

Si les ressources sont moins abondantes et que les coûts directs sont supérieurs à ceux estimés dans notre scénario de référence, il faut s'attendre à ce que les exportations nettes soient moins élevées que dans ce dernier. Le tableau 6-19 indique les résultats de cette analyse.

Voici les principaux points qui se dégagent des résultats du test de sensibilité aux ressources canadiennes peu élevées présentés au tableau 6-19 :

1) les prix du gaz naturel sont comparables dans les deux scénarios et en 2012, le prix après traitement en Alberta dans le scénario de ressources peu élevées est supérieur de 5% à celui du scénario de référence;

2) la consommation de gaz naturel de l'Amérique du Nord est sensiblement la même dans les deux scénarios;

3) l'écart entre les exportations nettes des deux scénarios est mineur en 1997, mais il s'accroît progressivement pendant la dernière partie de la période des prévisions; les exportations nettes du scénario de ressources peu élevées sont supérieures de 25% à celles du scénario de référence en 2001 et d'environ 50% en 2012;

4) l'écart au niveau des expéditions sur le réseau de TPCL vers l'Ontario n'est pas important;

5) dans le scénario de ressources peu élevées, les projets du delta du Mackenzie et du RTGNA se déroulent plus rapidement que dans le scénario de référence.

Dans le scénario de ressources peu élevées, les exportations nettes sont moins élevées parce que la baisse de la production à même les ressources du BSOC débute plus tôt et est plus accentuée que dans le scénario de référence et elle est compensée en partie seulement par le devancement de la production dans le delta du Mackenzie.

6.5.3 Test de sensibilité aux ressources canadiennes et américaines élevées et test de sensibilité à un coût filet peu élevé

Comme nous l'avons souligné à la section 6.3, le but premier de ces tests de sensibilité est d'examiner l'incidence des différentes hypothèses au sujet des ressources gazières de l'Amérique du Nord et des coûts directs connexes et, dans le cas des coûts filets, l'incidence des hypothèses sur la tarification du gaz naturel et la consommation de celui-ci.

Test de sensibilité aux ressources américaines et canadiennes élevées

Même si nous jugeons raisonnables les estimations des ressources et des coûts directs incluses dans le scénario de référence pour le BSOC et les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), nous reconnaissons, comme nous l'avons souligné aux sections 6.2.1 et 6.2.2, que le potentiel ultime peut s'avérer plus élevé ou que l'incidence des innovations technologiques soit plus grande que nous l'avons présumé dans la présente analyse. En outre, la taille de la ressource de gaz naturel américain et les coûts directs apparentés constituent des facteurs déterminants des prix du gaz naturel sur le marché nord-américain et, dans le cadre de nos consultations, nous avons observé un très grand optimisme concernant l'offre potentielle américaine. C'est pourquoi nous avons examiné l'impact d'estimations plus élevées des ressources sur la tarification du gaz naturel et la consommation.

Pour ce test de sensibilité, nous avons utilisé l'estimation maximale du potentiel des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) faite par le PGC et redressée de la façon indi-

Tableau 6-20

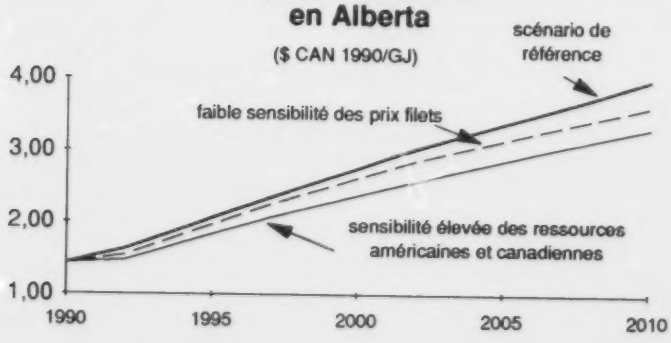
Comparaison de résultats choisis: scénario de référence par rapport aux tests de ressources élevées en gaz américain et canadien et au scénario des prix filets bas

	1997	2002	2012
prix après traitement			
des 48 États continentaux [a]			
de référence	2,91	3,56	4,99
ressources élevées	2,56	3,10	4,19
prix filet bas	2,80	3,39	4,55
prix en Alberta après traitement [a]			
de référence	2,35	3,04	4,24
ressources élevées	2,07	2,63	3,50
prix filet bas	2,26	2,87	3,80
demande nord-américaine au titre			
de l'utilisation finale [b]			
de référence	22,3	23,5	22,5
ressources élevées	23,8	26,5	27,7
prix filet bas	22,8	24,5	24,4

[a] $ CAN 1990/GJ
[b] billions de pieds cubes

Figure 6-36

Prévisions du prix du gaz naturel après traitement en Alberta



quée à la section 6.3. En outre, nous avons mis à l'échelle les courbes de coûts directs du scénario de référence de façon qu'elles correspondent davantage à ces estimations plus élevées des ressources, sur une base régionale. Pour le Canada, nous avons utilisé les estimations de ressources élevées indiquées dans la section précédente.

Les résultats clés de ce test de sensibilité sont présentés au tableau 6-20.

Les prix après traitement du gaz des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et de l'Alberta sont sensiblement moins élevés que dans le scénario de référence; en 1997, l'écart est de 12%, en 2001, de 13%, et en 2012, d'environ 16% (voir la figure 6-36). Nous obtenons ces écarts même si la taille du marché du gaz naturel nord-américain augmente beaucoup plus que dans le scénario de référence en raison de l'offre accrue de gaz naturel et de son coût réduit. La demande nord-américaine d'utilisation finale dépasse celle du scénario de référence de 7% en 1997, 13% en 2007 et 23% en 2012. En tout temps, l'écart entre les prix des deux scénarios reflète l'impact net de la baisse de coûts attribuable à des estimations plus élevées des ressources (d'où une réduction des prix) et à la stimulation de la demande découlant d'une plus grande abondance (d'où une hausse des prix), la première l'emportant sur la dernière.

Test de sensibilité à un coût filet peu élevé

Comme nous l'avons souligné à la section 6.2.4, l'estimation du coût filet repose sur des hypothèses fort incertaines. Les sources d'approvisionnement filets sont censées contribuer à l'offre à une date bien avancée du siècle prochain et d'ici

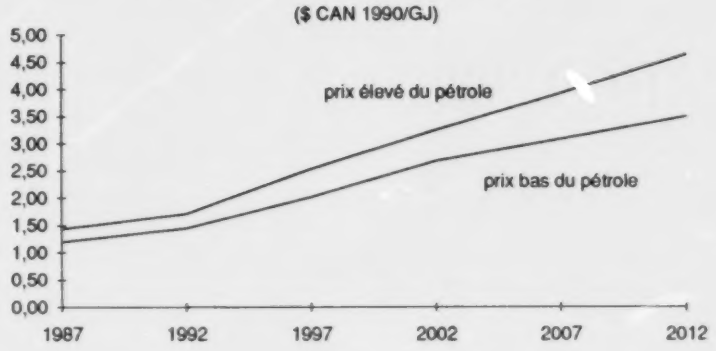
là, l'évolution technologique pourrait faire en sorte que le coût filet soit inférieur à celui que nous avons utilisé dans le scénario de référence. Nous avons donc mené un test de sensibilité en utilisant un coût filet de 5 $/GJ (dollars canadiens de 1990) au lieu de 7,50 $/GJ (dollars canadiens de 1990), le coût filet du scénario de référence. Les résultats de chaque scénario sont présentés au tableau 6-20.

La diminution du coût filet entraîne une baisse des prix après traitement dans les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et en Alberta, mais cette baisse est moins marquée que celle du test de sensibilité aux ressources élevées (figure 6-36). En 2012, le prix après traitement en Alberta est inférieur de 10% à celui du scénario de référence et ce, malgré la hausse de la demande nord-américaine d'utilisation finale (4% en 2002 et 8% en 2012). L'écart entre les prix est beaucoup moins grand que celui entre des valeurs filets parce que les ressources filets deviennent une source d'approvisionnement importante bien après la fin de la période des prévisions et, par conséquent, elles exercent sur les prix un effet à la baisse de peu d'importance.

6.6 Résumé et observations finales

Les prix du gaz naturel sont établis sur le marché nord-américain, et notre prévision de l'évolution des prix est fondée sur des hypothèses quant à la taille et aux coûts des ressources de gaz naturel et quant à la croissance de la demande. Une fourchette plausible de prix se dégage de nos divers scénarios, mais nous prévoyons une hausse réelle très importante des prix pendant la période d'étude. Dans notre scénario de référence, le prix après traitement du gaz naturel albertain passe de 1,40 $ le gigajoule en 1992 à4,20 $ en 2012, tandis que nos scénarios de sensibilité prévoient qu'il passera de 3,50 $ à 4,65 $ pendant la même période (en dollars canadiens de 1990 dans les deux cas). Voir la figure 6-37.

Figure 6-37
Prix du gaz après traitement en Alberta
Fourchette des résultats



Nous avons essayé d'inclure dans notre analyse une certaine mesure de l'évolution technologique, mais d'aucuns laisseront entendre que nous n'avons pas tenu compte suffisamment de la mesure dans laquelle les innovations technologiques peuvent atténuer les hausses de coûts, et, par ricochet, les hausses de prix à long terme. Par ailleurs, nous prévoyons que l'offre excédentaire constante de l'Ouest canadien continuera d'exercer un effet à la baisse sur les prix du gaz naturel à court terme et ce, peut-être plus que nous l'avons prévu. Cependant, notre prévision à long terme des prix mondiaux du pétrole brut et des prix du gaz naturel nord-américain se situe généralement au bas de l'échelle des prévisions publiées.

Nous prévoyons une hausse sensible de la demande de gaz naturel, notamment sur le marché de production d'électricité des États-Unis, et ce, jusqu'à l'an 2000 environ. De 2000 à 2010, le taux de croissance de la demande de gaz naturel diminue dans le scénario de référence parce que les prix du gaz excèdent ceux du mazout lourd, d'où le remplacement du gaz par le mazout lourd. La demande nord-américaine dépend des hypothèses retenues quant au prix du pétrole et àla ressource; en 2012, elle s'échelonne de 20 $10^{12}pi^3$ à 28 $10^{12}pi^3$ (voir la figure 6-38). Dans le scénario de référence, la demande de gaz naturel canadien passe de 2,6 EJ en 1989 à 3,2 EJ en 2010, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 1%. Compte tenu de l'écart entre des coûts de l'offre et les frais de transport du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, et compte tenu également de la croissance du marché américain, les exportations nettes de gaz naturel, qui étaient de 1,4 EJ en 1989, atteignent un sommet de 2,4 EJ en 2007, pour ensuite chuter à environ 2,2 EJ en 2010 en raison de l'épuisement des ressources de l'Ouest canadien et de la concurrence des sources d'approvisionnement des régions pionnières. Dans le scénario de référence, la production dans le delta du Mackenzie débute en 2004 tandis que le gaz de l'Alaska ne dessert les États-Unis continen-

Figure 6-38
Demande au titre de l'utilisation finale en Amérique du Nord Fourchette des résultats

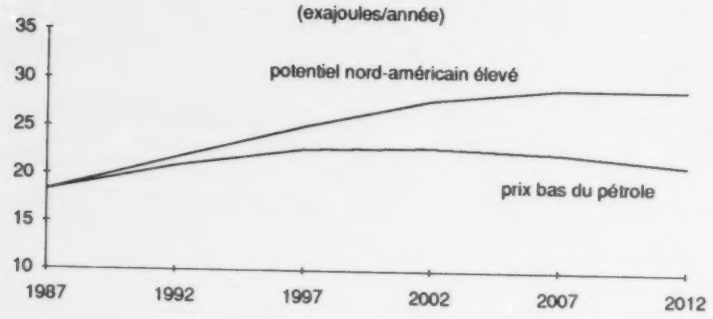
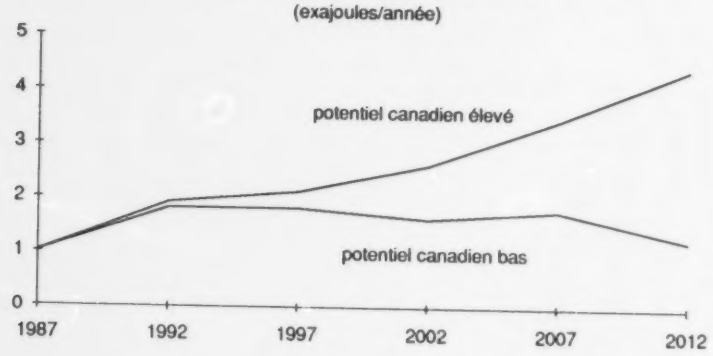


Figure 6-39
Exportations canadiennes nettes Fourchette des résultats



taux (sauf l'Alaska) que vers la fin de la période d'étude. Les importations ontariennes passent de 0,1 EJ en 1991 à 0,3 EJ en 2010. Nous prévoyons que la production globale canadienne passera de 4,0 EJ en 1989 à 5,6 EJ en 2007, pour ensuite chuter légèrement à 5,4 EJ en 2010.

Ces prévisions de l'offre, de la demande, du commerce et des prix sont sensibles aux hypothèses avancées au sujet de variables incertaines, notamment les prix du pétrole et les coûts de l'offre et des ressources de gaz naturel. Si les prix du pétrole sont bas, ceux du gaz naturel sont inférieurs à ceux prévus dans le scénario de référence. Par conséquent, dans le scénario de prix bas du pétrole, le gaz naturel perd une partie du marché au profit du pétrole à une date antérieure à celle indiquée dans le scénario de référence, et le volume des exportations canadiennes est plus faible. Si les prix du pétrole sont plus élevés, les prix du gaz naturel le sont également, la consommation de gaz augmente et les exportations canadiennes sont plus élevées que dans le scénario de référence. En ce qui a trait aux projets dans le Nord, les ressources gazières du delta du Mackenzie sont exploitées vers 2010 seulement et celles de l'Alaska après 2010 si les prix du pétrole sont bas, mais si ceux-ci sont élevés, les projets de mise en valeur débutent vers 2002 dans le premier cas et à une date antérieure à celle du scénario de référence dans le deuxième cas. Les prévisions relatives aux exportations et à la production globale de gaz naturel canadien varient surtout en fonction de l'hypothèse retenue quant à la taille des réserves disponibles et aux coûts connexes du gaz canadien par rapport à ceux au gaz américain. Dans les scénarios de sensibilité, nous avons évalué un éventail d'estimations des ressources récupérables et des coûts de l'offre connexes pour les deux pays. En 2012, d'après les résultats de l'analyse, les exportations canadiennes nettes pourraient se situer entre 1,3 EJ et 4 EJ par année environ selon que les réserves du gaz du BSOC seront basses ou élevées, respectivement (figure 6-39). La production canadienne totale oscille entre 3.6 EJ et 7.0 EJ en 2012 (figure 6-40). Le cadre d'analyse que nous utilisons suppose que les marchés s'adapteront aisément à toutes les hypothèse retenues quant à la ressource et aux prix du pétrole. Certes, les prix peuvent fluctuer beaucoup dans le temps à mesure que les marchés s'adaptent à l'évolution de la conjoncture.

Nous prévoyons que les prix du gaz seront moins élevés, que la taille du marché sera plus grande et que les exportations nettes seront plus élevées que dans le rapport de 1988 et ce, pour plusieurs raisons. Depuis 1988, on prévoit une croissance de la demande de gaz naturel sur le marché américain en raison des préoccupations environnementales, du recours anticipé accru au gaz pour la production

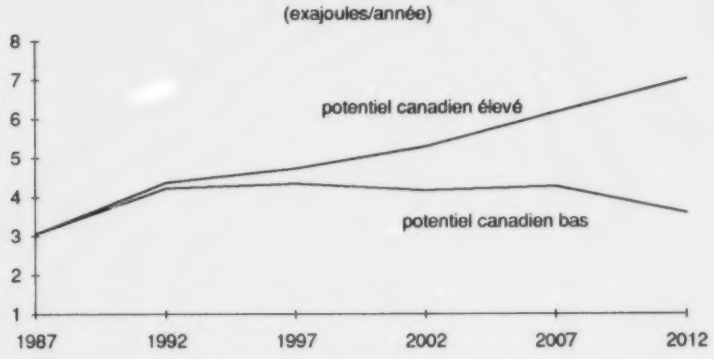
d'électricité ainsi que de l'optimisme plus marqué à l'égard de l'offre intérieure. Dans le cas des États-Unis, nous avons retenu une estimation du capital-ressources plus généreuse que celle contenue dans le rapport de 1988 de même que des coûts moins élevés de l'offre. Pour le Canada, nous avons utilisé une estimation du capital-ressources du BSOC plus élevée que celle présentée dans le rapport de 1988 et nous avons réduit nos estimations des coûts des intrants (comme le forage) et, par conséquent, les coûts de l'offre et les prix sont inférieurs à ceux du rapport de 1988. Nous avons également essayé de tenir compte d'un marché énergétique plus concurrentiel dans le calcul des frais de transport et de distribution du gaz, ce qui a généralement pour effet de réduire ces frais par rapport à ceux du rapport de 1988.

Les résultats que nous avons obtenus nous incitent à faire preuve de prudence lorsque nous prévoyons l'évolution future du marché du gaz naturel. Il existe de très grandes incertitudes au sujet de facteurs ayant une incidence importante sur les résultats, et le cadre d'analyse lui-même ne permet pas de déterminer avec précision la façon dont le marché fonctionne ou s'adapte aux changements. En présentant ces résultats, nous voulons d'abord fournir de nouvelles orientations générales et réalistes dans la mesure où les renseignements dont nous disposons et les méthodes que nous suivons le permettent; nous voulons également illustrer la sensibilité de ces résultats àd'autres hypothèses concernant les variables incertaines clés.

Nous ne considérons pas notre scénario de référence comme la prévision la plus probable. Il s'agit d'une prévision autour de laquelle s'articulent les tests de sensibilité que nous avons menés pour dégager une échelle vraisemblable de résultats et mieux comprendre ainsi le jeu des forces qui déterminent cette échelle de valeurs. Ceux qui se serviront de ces résultats pourront choisir la prévision qu'ils préfèrent, en fonction de la valeur qu'ils accordent à la gamme d'hypothèses que nous avons vérifiées.

Figure 6-40

Production canadienne de gaz naturel
Fourchette des résultats



Annexe 1

Coût d'utilisation

Le coût d'utilisation, qui constitue un élément du prix du gaz naturel, repose sur le principe suivant : le gaz est une ressource épuisable dont le coût marginal s'accroît. Le propriétaire de la ressource sait que la valeur de celle-ci va augmenter jusqu'à ce qu'elle atteigne la valeur filet, que ses coûts de l'offre augmenteront avec la production cumulative et que le gaz qu'il vend aux prix courants, il ne pourra pas le vendre plus tard à des prix plus élevés. Sa richesse, c'est le gaz qui se trouve dans le sol. Par conséquent, en tenant compte des prix du marché, le propriétaire a avantage, en tout temps, à offrir seulement la quantité de gaz qui permet de recouvrer les coûts directs de production et de dédommager le propriétaire au moyen d'une «prime d'utilisation» correspondant à la différence entre la valeur économique actuelle du gaz et la valeur que celui-ci aurait eue s'il avait été vendu à une date ultérieure. Bref, nous présumons qu'à un moment donné dans l'avenir, il ne sera plus rentable d'exploiter les ressources classiques parce qu'il y aura sur le marché un combustible de remplacement qui sera offert indéfiniment, à un prix donné connu (la ressource filet).

La figure 1 illustre l'interrelation des prix, des coûts d'utilisation et des coûts directs du point de vue du producteur et du propriétaire des ressources. En commençant à la droite du diagramme, en T, la ressource est épuisée, et le prix du marché équivaut au coût filet (B). Les coûts directs du producteur pour sa dernière année de production équivalent à CT, mais le prix du marché[1] (PT) est égal à B. Par conséquent, l'écart entre B et C est le «loyer» (R) que le propriétaire de la ressource reçoit.

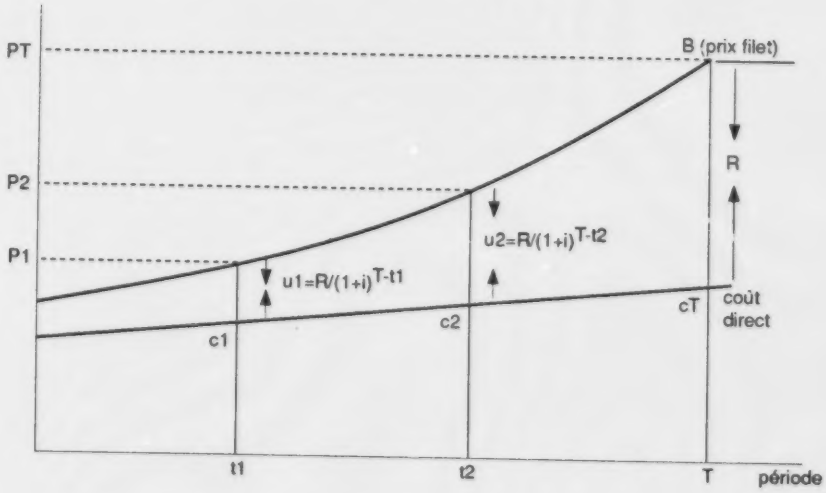
En t2, les coûts directs se situant à c2 et le prix à P2, le producteur offre une quantité de gaz pour laquelle le prix P2 est juste assez élevé pour lui permettre de recouvrer ses coûts directs (c2) et de payer au propriétaire de la ressource des frais d'utilisation (u2) équivalant à la valeur actualisée du loyer qu'il aurait reçu en T. De même, en tl à un prix P1, le producteur offrira une quantité de gaz lui permettant de recouvrer ses coûts directs (c1) et de verser au propriétaire de la ressource des frais d'utilisation (u1) équivalant à la valeur actualisée en t1 du loyer R en T. Les frais d'utilisation u1 sont inférieurs à u2 parce que le facteur d'actualisation est plus élevé, l'épuisement de la ressource étant plus éloigné en t1 qu'en t2.

Le taux d'actualisation (i) est une variable importante de la gestion de l'offre. Il devrait refléter le coût d'option du capital pour les propriétaires de ressources. En général, des taux d'actualisation élevés signifient des gains élevés possibles à court terme pour le capital converti en gaz, et la valeur actualisée est peu élevée. Par conséquent, ils encouragent une offre plus élevée à court terme et des prix plus bas. La situation inverse s'applique lorsque les taux d'actualisation sont bas.

La figure 2 montre l'évolution des prix dans le temps sur un marché desservi par des sources

1 À l'aide de la figure 2, nous expliquons ci-après comment le marché atteint ces prix.

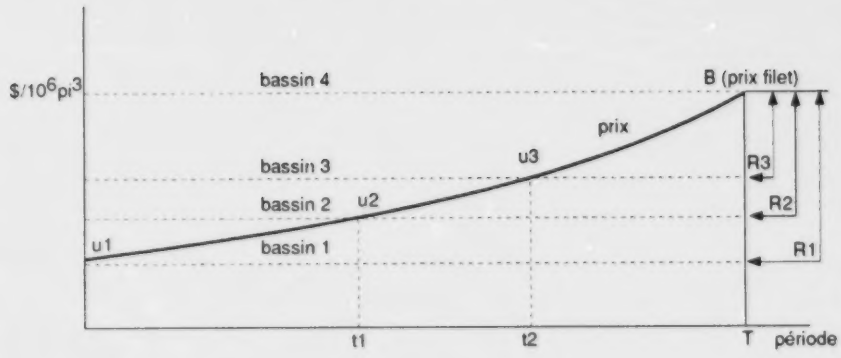
Annexe 1 - Figure 1



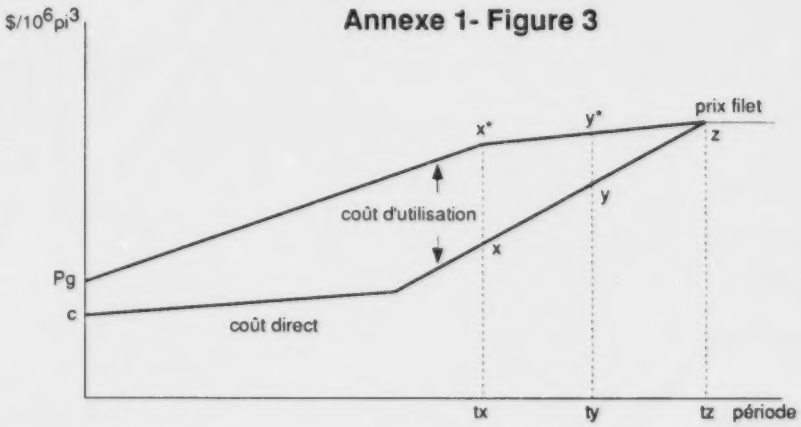
multiples. À partir de la gauche du diagramme, la demande est satisfaite par la source 1, à un coût marginal croissant, jusqu'à ce que la consommation cumulative et la croissance des prix rendent la production de la source 2 rentable (source meilleur marché). Les deux sources en présence continuent de produire à un coût marginal croissant jusqu'à ce que la production de la source 3 devienne rentable et ce, jusqu'à ce que la source 4 soit sollicitée (mettons qu'il s'agit d'une ressource filet telle une offre massive de méthane de filon houiller) et fixe le prix du marché. Le prix auquel chaque source successive est mise en production détermine le coût d'utilisation du gaz provenant de chaque source précédente. À la valeur filet, il n'y a pas de coût d'utilisation parce que le prix est égal au coût marginal. Le prix du marché est alors établi par le coût direct et le coût d'utilisation de l'unité supplémentaire de gaz, laquelle est produite au moment opportun suivant la demande annuelle et la consommation cumulative, aux prix ainsi établis.

En dernier lieu, la figure 3 illustre la courbe de l'offre globale du marché et la trajectoire de prix tracées à partir des calculs ci-dessus. La ligne cz reflète l'évolution du coût direct marginal de l'offre, et l'écart entre cz et le prix (Pgz) est le coût d'utilisation marginal par unité, lequel diminue globalement à mesure que les coûts directs s'approchent de la valeur filet (à noter que yy* est inférieur à xx*). À la valeur filet (z), le coût d'utilisation est nul parce qu'il n'y a pas de loyer, c'est-à-dire pas d'écart entre le coût marginal de la ressource filet et le prix du marché. Dans un régime de redevances optimal sur le plan économique, le coût d'utilisation serait exclu du prix du marché.

Annexe 1 - Figure 2



Annexe 1- Figure 3



Annexe 2

Prix du pétrole et du gaz naturel

Le prix du gaz épouse étroitement celui du pétrole dans les conditions suivantes :

1) la courbe de l'offre coïncide avec une partie parfaitement élastique de la courbe de la demande; étant en équilibre, le prix du gaz sera identique à celui du pétrole;

2) si aucune partie de la courbe de la demande n'est parfaitement élastique, la courbe de l'offre doit être totalement inélastique; dans ce cas, une modification du prix du pétrole entraînera une modification semblable du prix du gaz; les prix du pétrole et du gaz peuvent être identiques, mais pas forcément dans toutes les circonstances.

Explication :

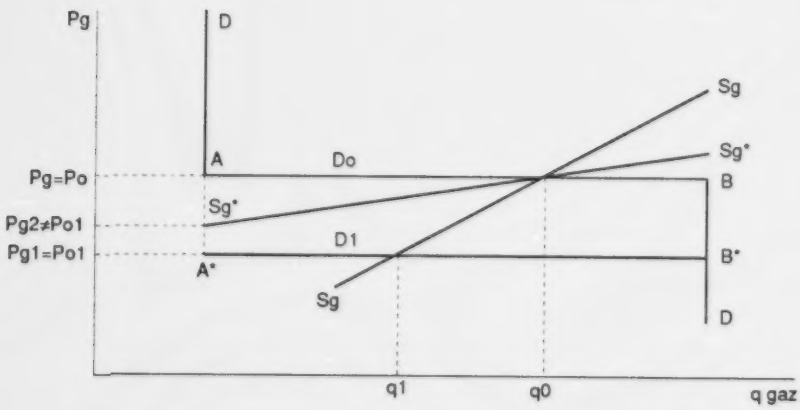
Règle (1), figure (1)

La courbe de la demande (DD) de la figure 1 représente la demande globale de gaz naturel, laquelle peut se diviser en deux marchés distincts. Le «marché principal ou captif» est largement captif comme son nom l'indique et, par définition, il affiche une demande gaz relativement inélastique, (voir la partie DA)[1]. L'existence d'un marché captif repose sur des contraintes technologiques qui empêchent le remplacement du gaz par un autre combustible, sur le choix décisif d'un combustible ou sur l'avantage absolu et durable que le prix du gaz naturel confère à celui-ci par rapport au combustible rival en cause. Par exemple, dans le secteur résidentiel, le gaz naturel peut présenter un avantage absolu sur le plan du prix si on le compare au mazout léger ou à l'électricité, compte tenu de l'échelle pertinente des prix du gaz et des combustibles de remplacement, et ce, pendant toute la période d'étude. La partie BD de la courbe de la demande est aussi totalement inélastique à la valeur plancher du marché énergétique. Dans cette région, la baisse des prix ne peut pas entraîner un accroissement du marché du gaz en raison de la concurrence de combustibles à très bon marché.

Le marché «non captif» du gaz peut passer du gaz naturel à un autre combustible (par ex. le mazout lourd) et vice versa. Dans cette caricature de l'élasticité de la demande, le gaz s'accaparerait l'ensemble du marché apte àla substitution si son prix était inférieur à celui du mazout lourd (Po). Réciproquement, si le prix du gaz était supérieur à celui du mazout lourd, tout le marché du gaz apte à la substitution serait perdu au profit du mazout lourd. Si le gaz et le mazout lourd se vendaient au même prix, ils pourraient vraisemblablement représenter un éventail identique de parts du marché.

La demande de gaz est parfaitement élastique entre les points A

Annexe 2 - Figure 1



1 Certains pourraient contester la validité à long terme de cette définition, voire le concept même du marché captif, parce que ce marché dit captif a subi des changements considérables sur le plan de la répartition de la demande par combustible et il doit s'adapter graduellement à l'évolution des prix des combustibles.

et B. À la figure 1, les consommateurs de gaz achètent une quantité qO de gaz quand le prix du gaz est égal au prix du pétrole et se situe au niveau indiqué (Pg = Po). En supposant que le prix du pétrole fléchisse à Po_1, la partie parfaitement élastique de la courbe de la demande tombe à A*B* et le nouveau prix pour la demande de gaz parfaitement élastique est Pg_1. Si la courbe de l'offre de gaz ressemble à Sg, les producteurs peuvent offrir des volumes de gaz jusqu'à q_1, au prix Pg_1 équivalant au prix du pétrole, Po_1. S'ils haussent le prix du gaz, ils perdent leur marché apte à la substitution. Ils ne peuvent pas pratiquer des prix inférieurs parce qu'ils attireraient alors l'ensemble du marché apte à la substitution, mais perdraient de l'argent en offrant toute quantité de gaz excédant q_1, à un prix de Pg_1. Par conséquent, dans le cas présent, l'offre peut répondre à une plus faible proportion de la demande parfaitement élastique, et les prix du pétrole et du gaz demeurent identiques.

Si la courbe de l'offre ressemble à Sg*, à un prix Po_1, les producteurs ne peuvent faire face à la concurrence du pétrole et ils perdent l'ensemble du marché apte à la substitution (A*B*); cependant, ils conservent le marché captif (la partie verticale de la courbe de la demande DA prolongée vers le bas) et ils peuvent vendre le gaz au prix Pg_2, qui est supérieur à Po_1. Les prix du pétrole et du gaz sont dissociés parce que la courbe de l'offre Sg* ne répond pas à la demande du marché non captif dans les nouvelles conditions de la demande vu le prix du pétrole (c'est-à-dire la partie parfaitement élastique (A*B*) de la courbe de la demande). Sur un marché concurrentiel, ils ne pourraient pas pratiquer un prix supérieur à Pg_2 même si la demande du marché captif est inélastique, parce que la concurrence à laquelle se livrent les fournisseurs de gaz ferait baisser le prix à Pg_2 pour ce niveau de demande.

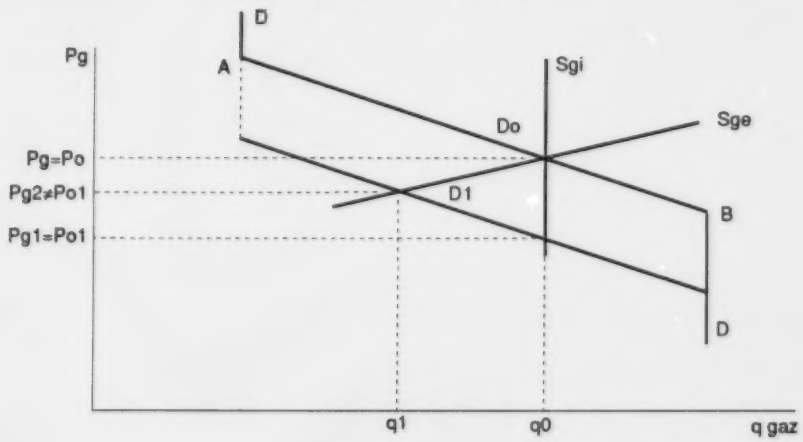
Règle (2), figure (2)

La demande du marché non captif présente une certaine élasticité de A à B, mais elle n'est pas parfaitement élastique (comme à la figure 1). Au début, Pg = Po au niveau indiqué à la figure 2 et les consommateurs de gaz utilisent une quantité qO de gaz. La courbe de l'offre (Sgi) est parfaitement inélastique: les vendeurs vendront la même quantité de gaz sans égard au prix jusqu'à ce que ce dernier atteigne une valeur plancher en deçà de laquelle ils n'offriront plus leur gaz. Si le prix du pétrole chute à Po_1 de sorte que la partie élastique de la courbe de la demande se déplace vers la gauche, ce marché consomme alors moins de gaz à n'importe quel prix. Les conditions de l'offre étant immuables, les producteurs vendent encore la quantité qO, au prix du pétrole. Ils ne devraient pas abaisser leur prix davantage parce que globalement, ils ne peuvent pas répondre à la demande supplémentaire, et tout producteur qui hausserait ses prix perdrait une part du marché et des profits. Dans le cas présent, les prix du pétrole et du gaz suivent le même mouvement pour atteindre un point d'équilibre à des niveaux équivalents.

Si la courbe de la demande était plus élastique comme la courbe Sge, par contre, dans ces nouvelles conditions de la demande, les producteurs pourraient vendre une quantité q_1 de gaz à un prix Pg_2, qui excède le nouveau prix du pétrole, Po_1. Ils ne peuvent abaisser le prix à Po_1 parce qu'au-delà de q_1, leurs coûts seraient supérieurs à leurs recettes pour chaque unité supplémentaire vendue. Étant donné l'élasticité de l'offre, les prix du pétrole et du gaz se dissocient.

D'aucuns pourraient dénoncer le manque de réalisme de la courbe Sgi, sauf à très court terme, parce que la valeur future du gaz est plus élevée que la valeur courante, ce qui signifie qu'en deçà d'un prix donné, on laissera le gaz dans le sol au lieu de le vendre immédiatement. D'autres pourraient aussi prétendre qu'une demande parfaitement élastique n'est pas réaliste

Annexe 2 - Figure 2



sauf dans le cas d'un faible pourcentage du marché total. Par conséquent, si les prix du gaz naturel changent, ceux du pétrole ne changeront généralement pas dans la même mesure.

Ce qui précède constitue une analyse partielle de l'équilibre à court terme.

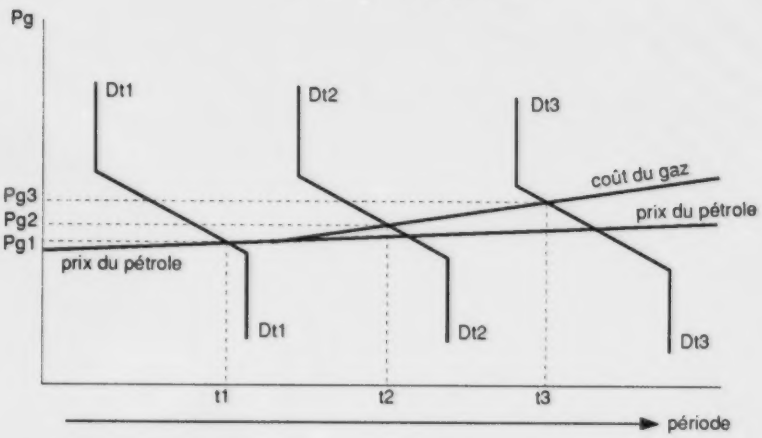
Le long terme (figure 3)

À long terme, des conditions semblables à celles de la figure 3 peuvent s'appliquer. Jusqu'à t_1, les prix du pétrole et du gaz sont très rapprochés ou identiques. De t_1 à t_2 , cependant, le coût du gaz commence à croître et àdépasser celui du pétrole même si ce dernier monte aussi graduellement que jamais. Permettez-nous de vous rappeler que les conditions du marché mondial et les décisions des pays du Moyen-Orient déterminent le prix du pétrole tandis qu'en Amérique du Nord, le prix du gaz naturel dépend grandement des conditions de l'offre et de la demande nord-américaines.

Le coût marginal de l'offre de gaz naturel peut dépasser les prix mondiaux du pétrole sur une longue période et d'aucuns pourraient prétendre que le phénomène inverse est également plausible.

Comme le pétrole et le gaz ne sont pas de parfaits substituts et que pour des questions de transport et de conversion, on ne peut pas s'attendre à ce que le marché nord-américain du gaz naturel fonctionne aussi librement que le marché mondial, il n'y a pas lieu de présumer que les prix du pétrole et du gaz doivent forcément évoluer de la même façon. Par conséquent, à la figure 3, jusqu'à t_2 et t_3, les coûts de production de gaz poussent les prix à Pg_2 et Pg_3 respectivement, ils élargissent l'écart entre les prix du pétrole et du gaz et, toutes choses étant égales par ailleurs, ils exercent un effet à la baisse sur la demande de gaz naturel pour la partie élastique de la courbe de la demande de gaz.

Annexe 2 - Figure 3



Annexe 3

Calcul de la demande de gaz des services publics d'électricité pour l'analyse du marché à l'aide du modèle NARG

Pour utiliser le modèle NARG aux fins de notre analyse du marché du gaz naturel, nous devons établir une prévision exogène des besoins en combustibles des services publics d'électricité puis l'intégrer dans le modèle. Dans cette prévision, nous distinguons deux catégories de centrales : celles où le gaz et le mazout lourd sont interchangeables et celles qui peuvent fonctionner indifféremment au gaz et au mazout léger. Les sources et la méthode utilisées pour élaborer cette prévision sont décrites ci-après.

La production d'électricité à partir du gaz ou du pétrole fait appel à trois principales technologies : la turbine à vapeur, la turbine de combustion et le cycle combiné.

Les groupes électrogènes à turbine à vapeur peuvent généralement utiliser du gaz naturel ou d'autres combustibles tels que le mazout lourd. Cependant, en raison de leur taille et de leur fonctionnement continu, ils se trouvent uniquement dans les secteurs commercial et industriel. Nous présumons donc que seuls les services publics d'électricité les utilisent.

Les centrales à turbines de combustion et à cycle combiné sont généralement alimentées au gaz naturel ou au mazout léger. La technologie de la turbine de combustion et du cycle combiné est utilisée par les services publics d'électricité, les producteurs indépendants ainsi que par les installations de coproduction des secteurs commercial et industriel.

Notre prévision de la demande de gaz naturel et de mazout pour la production de l'électricité comprend les volumes suivants :

1) volumes de gaz pour la coproduction commerciale[1],
2) volumes de gaz pour la coproduction industrielle,
3) volumes de mazout pour la coproduction industrielle[2],
4) volumes de mazout lourd pour les services publics d'électricité,
5) volumes de mazout léger pour les services publics d'électricité,
6) volumes de gaz pour les services publics d'électricité - turbine àvapeur (volumes qui pourraient être remplacés par du mazout lourd),
7) volumes de gaz pour les services publics d'électricité - turbine de combustion et cycle combiné (volumes qui pourraient être remplacés par du mazout léger).

À la lumière de ces données, nous présumons que le marché de la production d'électricité pouvant recourir indifféremment au gaz naturel et au mazout lourd est composé des services publics d'électricité faisant appel à la technologie de la turbine à vapeur (n^{os} 4 et 6 ci-dessus). Par contre, nous supposons que l'autre marché, celui où le gaz et le mazout sont interchangeables, est constitué des services publics d'électricité qui font appel aux technologies de la turbine de combustion et du cycle combiné de même que des installations de coproduction industrielles et commerciales (n^{os} 1, 2, 3, 5 et 7 ci-dessus).

Pour la prévision de la demande de mazout et de gaz des centrales électriques au Canada, nous nous sommes fondés sur les données internes de l'ONE au sujet des éléments mentionnés ci-dessus.

Dans le cas des États-Unis, nous avons eu recours à trois sources d'information puisqu'aucune source ne fournissait de renseignements sur tous les volumes de gaz et de mazout indiqués. Dans les paragraphes suivants, nous décrivons nos sources d'information et la méthode utilisée pour grouper les données et établir une prévision des besoins en combustibles des centrales électriques américaines, et pour l'intégrer au modèle NARG.

Afin que cette prévision soit compatible avec les prévisions relatives aux autres secteurs du marché, nous utilisons à nouveau la prévision de base de GRI[3] pour déterminer la demande de gaz et de mazout des producteurs d'électricité. Selon le GRI, les usines de coproduction consomment du gaz

1 La coproduction ne fait presque jamais appel au pétrole.

2 Nous présumons que les installations de coproduction recourent à la technologie du cycle combiné; par conséquent, nous tenons pour acquis que seul le mazout léger y est utilisé.

3 P.D. Holtberg, T.J. Woods, M.L. Lihn, et N.C. McCabe, 1991 Edition of the GRI Baseline Prévision of U.S. Energy Supply and Demand to 2010, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1990.

et du mazout tandis que les services publics d'électricité recourent au gaz, au mazout lourd et au mazout léger (n^{os} 1 à 5). Le GRI prévoit aussi la demande totale de gaz des services publics d'électricité, mais il ne la ventile pas en fonction de la technologie utilisée (turbine à vapeur et turbine de combustion/cycle combiné (n^{os} 7 et 8)).

La deuxième source d'information est le North American Electric Reliability Council (NERC)[1]. Cet organisme ne ventile pas la consommation prévue de gaz des services publics d'électricité en fonction de la technologie utilisée (turbine à vapeur, turbine de combustion et cycle combiné). En outre, au lieu d'exprimer sa prévision en volumes (millions de mètres cubes) comme l'ONE, il indique la puissance disponible (MW) et la production (gWh). Cependant, la prévision du NERC fait abstraction de la consommation de gaz et de mazout des installations de coproduction. Elle porte aussi sur une période assez courte (jusqu'à 1999) et groupe les données par région et sous-région du NERC, dont la représentation régionale est différente de celle du modèle NARG.

Notre troisième source d'information, le Natural Gas Annual de l'EIA[2], indique la consommation historique de gaz des services publics d'électricité de chaque État. Comme le GRI, l'EIA ne ventile pas la consommation selon la technologie utilisée. Les données des deux organismes sur la consommation de gaz des services publics d'électricité en 1989 correspondent.

Pour l'année de référence du modèle du NARG, en l'occurrence 1987, nous utilisons les données de ce modèle pour répartir, par technologie, la demande de gaz des services publics d'électricité (n^{os} 6 et 7 ci-dessus). À titre d'exemple, nous examinons la région n^{o} 1 du GRI, les Rocheuses, qui comprend les États suivants : Montana, Colorado, Wyoming, Idaho, Utah et Nevada.

Cette région couvre une partie de la zone Northwest Power Pool du NERC (Nevada, Washington, Californie (en partie), Idaho, Utah et Montana) ainsi que la zone Rocky Mountain Power du NERC, qui est constituée du Colorado et du Wyoming.

Voici les rapports présentés par le NERC sur les besoins en gaz naturel de ces régions en 1987 (Tableau 1) :

Comme les régions du NERC ne correspondent pas à celles du NARG, nous devons ventiler les données régionales ci-dessus par État puis regrouper les données ainsi obtenues par région du NARG. À cette fin, nous devons présumer que les parts de la demande attribuables à chaque technologie sont les mêmes pour chaque État comprenant une seule région ou sous-région du NERC.

Nous indiquons d'abord le volume de la demande de gaz des services publics d'électricité pour chaque État faisant partie de la région NARG, à partir des données de l'EIA pour 1987.

	10^9pi^3/ année
Montana	0,478
Colorado	7,826
Wyoming	0,090
Idaho	0,004
Utah	0,263
Nevada	7,076
Total	15,737

Puis, nous appliquons aux volumes indiqués ci-dessus le pourcentage de la demande attribuable à chaque technologie et établi par le NERC, et nous additionnons les volumes ainsi obtenus pour déterminer la demande globale des centrales de la région NARG (Tableau 2).

Annexe 3 - Tableau 1
Besoins en gaz naturel en 1987

	10^9pi^3/ année	% du total
Northwest Power Pool		
Turbine à vapeur	1,337	93,1
Turbine de combustion/cycle combiné	0,099	6,9
Rocky Mountain Power		
Turbine à vapeur	5,638	99,3
Turbine de combustion/cycle combiné	0,037	0,7

1 North American Reliability Council, 1988 Electricity Supply and Demand, 1988.
2 Energy Information Administration, Natural Gas Annual 1988, 1989.

Pour la région n° 1 du GRI, les Rocheuses, la demande de gaz des services publics d'électricité pouvant être satisfaite avec du mazout lourd s'établit à15,146 10^9pi^3 en 1987 et celle pouvant être satisfaite avec du mazout léger représente 0,591 10^9pi^3. Nous additionnons ensuite les volumes consommés en 1987 par les installations de coproduction au gaz et au mazout figurant dans la prévision de base du GRI aux volumes du marché de la production électrique apte à passer du gaz au mazout léger et vice versa.

Nous prévoyons qu'après 1987, toute la croissance de la production des centrales électrique au gaz sera le fait des centrales aptes à substituer le mazout léger au gaz. Cette prévision est fondée sur le recours accru à la coproduction et sur les avantages associés aux technologies de la turbine de combustion et du cycle combiné : coûts en capital moins élevés, souplesse opérationnelle accrue et rendement plus élevé des combustibles. Pour tracer la trajectoire de la demande du modèle NARG, nous appliquons au marché pouvant substituer le mazout léger au gaz les hausses prévues par le GRI de la demande de gaz pour la production de l'électricité. Nous faisons de même pour la demande de mazout léger des centrales électriques qui, selon la prévision de base du GRI, s'accroît à un rythme annuel moyen de 9,8%.

Nous prévoyons qu'après 1987, en raison de la demande croissante d'électricité, les vieilles centrales à turbines à vapeur alimentées au gaz ne seront pas mises hors service. C'est pourquoi, aux fins du tracé de la trajectoire de la demande, nous maintenons aux niveaux actuels la demande de gaz du marché pouvant utiliser indifféremment le gaz et le mazout lourd et ce, tout au long de la période des prévisions. De 1989 à 2010, la consommation de mazout lourd par les centrales électriques augmente au rythme prévu par le GRI, soit une moyenne annuelle de 4,7%.

Quand nous manipulons le modèle NARG pour prévoir les besoins en gaz des centrales électriques, il se peut que la demande à l'égard de chaque combustible fluctue en fonction du rapport entre le prix du gaz naturel et celui du mazout lourd ou du mazout léger.

Annexe 3 - Tableau 2
Détermination des volumes de la demande de gaz en 1987 dans la région couverte par le modèle NARG.

	10^9pi^3/ année	Pourcentage	10^9pi^3 pouvant être remplacés par du mazout lourd
Demande de gaz des centrales à turbines à vapeur (pouvant fonctionner au mazout lourd)			
	(1)	(2)	(3) = (1) x (2)
Montana	0,478	93,1	0,445
Colorado	7,826	99,3	7,775
Wyoming	0,090	99,3	0,089
Idaho	0,004	93,1	0,004
Utah	0,263	93,1	0,245
Nevada	7,076	93,1	6,588
Total	15,737		15,146
Demande de gaz des centrales à turbines de combustion et cycle combiné (pouvant fonctionner au mazout léger)			
	10^9pi^3/ année	Pourcentage	10^9pi^3 pouvant être remplacés par du mazout lourd
	(1)	(2)	(3) = (1) x (2)
Montana	0,47	6,9	0,033
Colorado	7,826	0,7	0,051
Wyoming	0,090	0,7	0,001
Idaho	0,004	6,9	0,000
Utah	0,263	6,9	0,018
Nevada	7,076	6,9	0,488
Total	15,737		0,591

Chapitre 7

Pétrole brut et équivalents

L'établissement des prix du pétrole brut a fait l'objet du chapitre 2, et la demande de pétrole a été analysée au chapitre 4. Dans ce chapitre, nous traiterons plus particulièrement des projections de l'offre de pétrole brut et équivalents, des bilans des raffineries et des profils de l'offre et de la demande de pétrole brut. La figure 7-1 propose un cadre d'analyse et peut servir de guide pour le chapitre. Elle illustre comment les ressources canadiennes, grâce à la production tirée des réserves établies et des additions aux réserves, contribuent à l'offre de pétrole et équivalents sur les marchés intérieurs et extérieurs. Elle montre également comment l'offre intérieure de pétrole brut, combinée au pétrole brut importé, permet de répondre aux besoins en charges d'alimentation des raffineries nationales, et indirectement, de satisfaire à la demande intérieure projetée de produits pétroliers, tout en prévoyant l'importation et l'exportation de certaines quantités qui permettront d'équilibrer les activités des raffineries.

Le marché nord américain du pétrole est différent du marché du gaz. Nous avions, au chapitre 6, examiné l'offre et la demande de gaz en fonction des prix du gaz naturel qui sont établis dans le contexte du marché nord américain, où le gaz naturel doit, pour tailler sa part de marché, concurrencer le charbon, le pétrole brut et d'autres formes d'énergie. Dans ce chapitre, nous traitons plutôt de l'offre et de la demande de pétrole qui seront déterminées par des prix du pétrole brut fluctuant selon les forces en concurrence sur les marchés internationaux.

Nous commençons le chapitre en passant en revue les ressources en pétrole brut classique et en bitume qui sous-tendent nos projections, nous examinerons ensuite nos projections des additions aux réserves. Ces deux sections fournissent le fondement des projections de l'offre qui suivront. Les lecteurs qui sont surtout intéressés par le bilan de l'offre et de la demande de pétrole brut préféreraient peut-être commencer avec la section 7.3 qui examine l'offre prévue de pétroles bruts classiques, léger et lourd, de pétrole brut synthétique provenant des installations minières, de bitume brut, de pentanes plus et de pétrole synthétique obtenu par la valorisation, ainsi que l'offre globale disponible de pétrole brut léger et équivalents, et de pétrole brut lourd mélangé. Cette partie décrit également la sensibilité de l'offre de pétrole brut aux prix. Nous terminons avec nos projections des bilans des raffineries et des profils de l'offre et de la demande de pétrole brut, y compris des incidences de nos projections sur les principaux réseaux pipeliniers.

7.1 Ressources

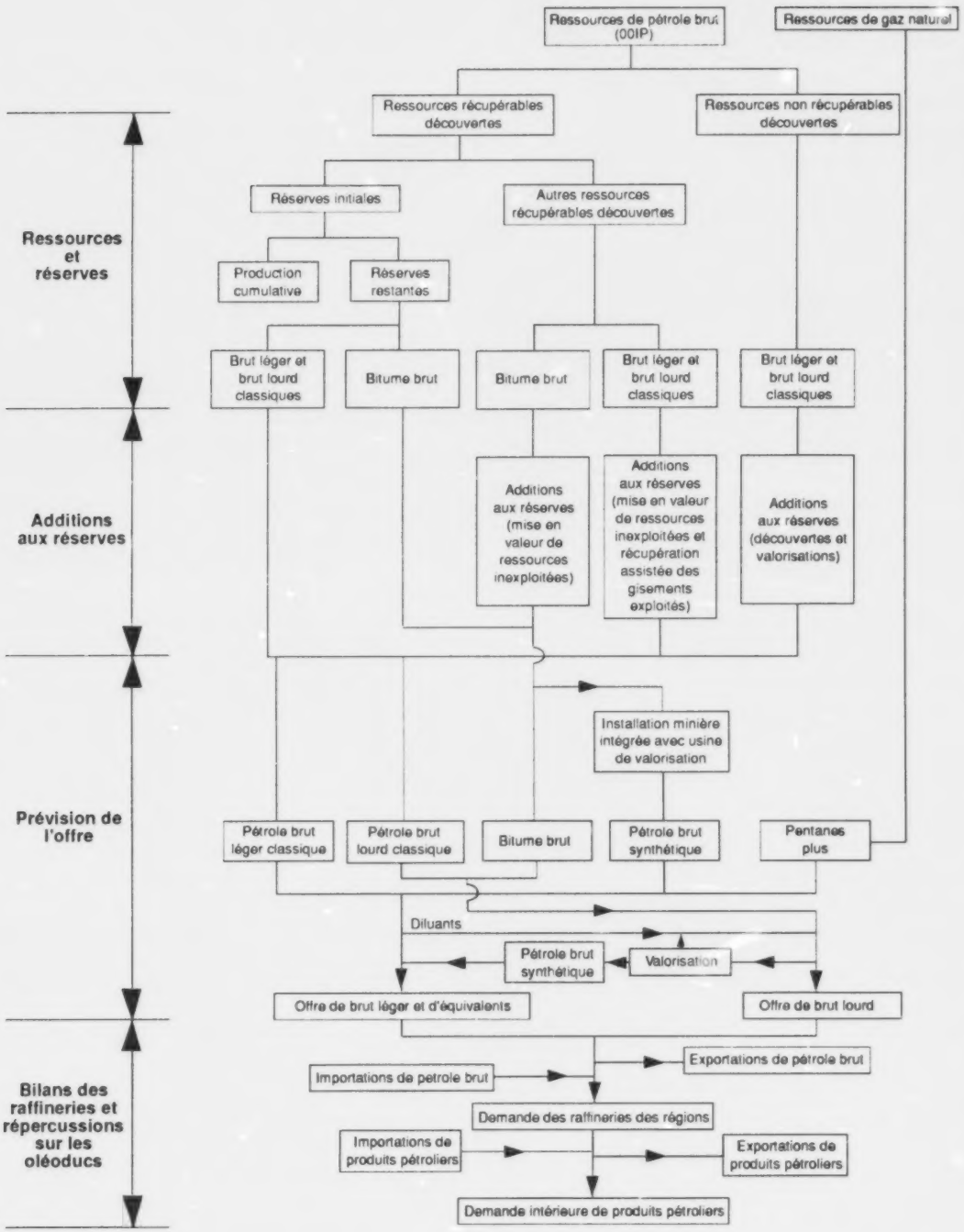
Nous commençons l'étude de l'offre de pétrole brut en décrivant les ressources en pétrole brut du Canada. Le capital-ressources en pétrole brut du Canada comprend tous les volumes en place de pétrole brut, découverts et non découverts, ainsi que classiques et non classiques.[1] À des fins d'analyse, nous n'examinerons, dans ce rapport, que la partie du capital-ressources que l'on estime, à l'heure actuelle, éventuellement récupérable, soit le potentiel de ressources ultimes. L'offre future de pétrole brut proviendra de ces ressources, il est donc important d'évaluer leur taille, leur emplacement et d'autres caractériques qui sont des aspects déterminants pour les projections de l'offre présentées ci-dessous.

Le pétrole brut classique est classé en pétrole brut léger ou lourd, selon les procédés de raffinage nécessaires pour en faire des produits utilisables. Nous avons inclu dans la catégorie de pétrole brut lourd, les bruts lourds et les autres bruts qui sont parfois classés comme moyens.

1 La terminologie permettant de classer les ressources et les réserves n'obtient pas l'assentiment général, elle n'est d'ailleurs pas toujours utilisée par ceux qui font référence à ces estimations. Aux fins de ce rapport, nous avons tenté d'utiliser une terminologie qui est généralement reconnue et acceptée par l'industrie et les gouvernements au Canada. Nous reconnaissons, cependant, que certaines personnes pourraient être en désaccord avec la terminologie de classement dont il est question dans ce rapport. Le lecteur est prié d'examiner attentivement les définitions fournies dans le texte et dans le glossaire en annexe.

Figure 7-1

Schéma de l'offre et de la demande de pétrole brut



Les ressources en pétrole brut non classiques sont différentes des ressources classiques du fait qu'elles sont plus difficiles à récupérer. Elles ne s'écoulent pas facilement du gisement jusqu'à un puits de forage et ne peuvent pas être acheminées vers une raffinerie sans avoir été traitées au préalable ou préparées adéquatement. Parmi les ressources non classiques citons le bitume[1], que l'on trouve dans les vastes gisements de sables bitumineux et de carbonates de l'Alberta, et un matériau nommé kérogène, contenu dans les gisements de schiste bitumineux. Les gisements de schiste bitumineux se trouvent dans différentes parties du Canada, mais les gisements sont relativement petits (les gisements les plus importants sont aux États-Unis) et ne seront probablement pas viables économiquement au cours de la période de temps étudiée pour ce rapport. Certains personnes classent également le charbon parmi les ressources en pétrole brut non classiques, du fait que le charbon peut être converti en pétrole brut synthétique. Cependant, nous n'avons pas inclu, dans ce rapport, les projections de l'offre de pétrole brut synthétique tirée du charbon, en raison de l'incertitude quant à la viabilité économique de cette possibilité d'approvisionnement pendant la période des projections.[2]. Dans ce chapitre, nous limitons donc notre analyse au pétrole brut classique et au bitume.

La figure 7-2 illustre l'emplacement d'importantes sources d'approvisionnement actuelles et prévisibles en pétrole brut. Le tableau 7-1 résume les ressources en pétrole brut du Canada, par composante, par province et territoire, et par type de pétrole brut. Les estima-

1 Nous incluons dans la catérogie du bitume toutes les ressources présentes, en Alberta, dans les régions généralement reconnues comme étant des régions productrices de bitume, malgré le fait que certains puits produisent à des taux commerciaux sans avoir recours à l'injection de vapeur.

2 Le charbon et les procédés de liquéfaction du charbon sont examinés au chapitre 9

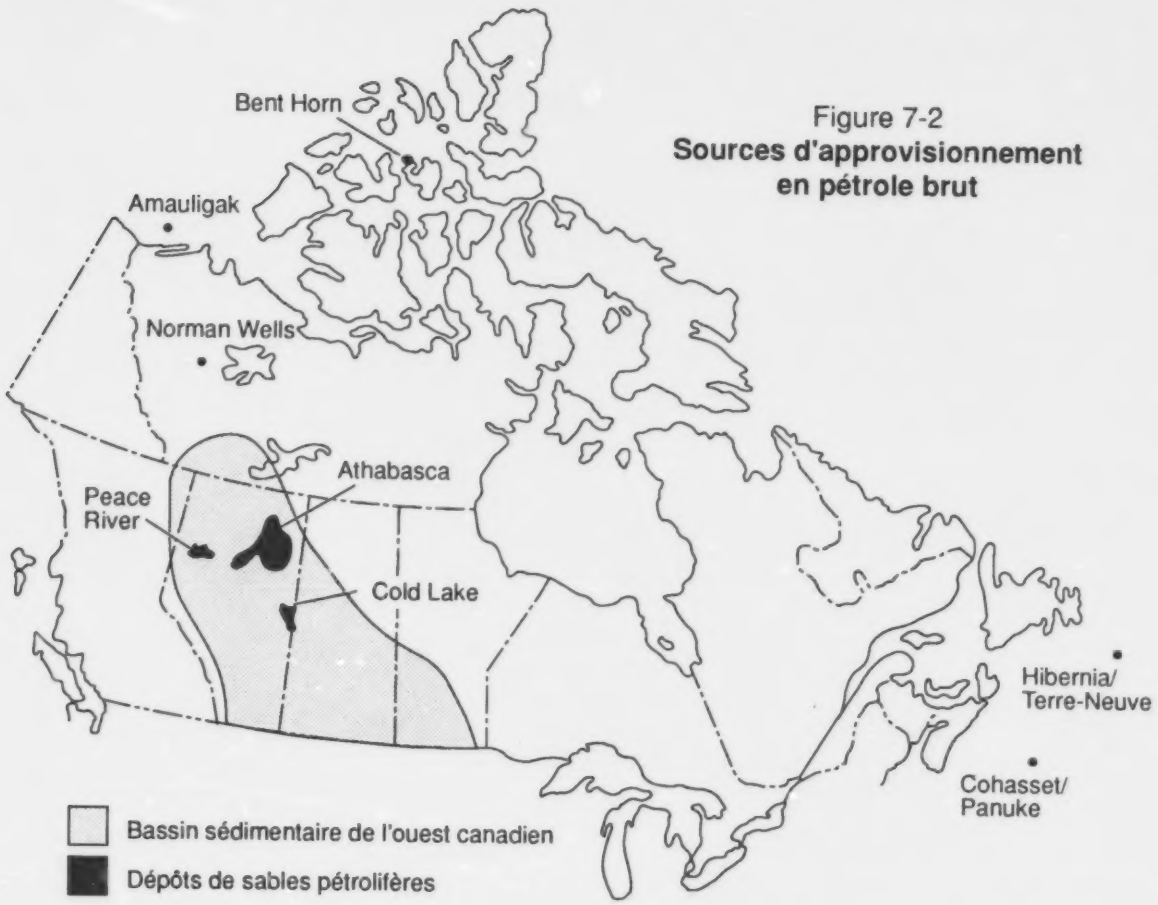


Figure 7-2
Sources d'approvisionnement en pétrole brut

Tableau 7-1

Estimations des ressources de pétrole brut et de bitume -fin de 1989

[millions de mètres cubes]

	Ressources récupérables découvertes						
Pétrole brut classique	**Production cumulative**	**Réserves établies restantes**	**Autres ressources découvertes**	**Total**	**Ressources non découvertes récupérables**	**Potentiel ultime**	**Base de ressources [c]**
Léger							
C.-B., continentale	71	19	10	100	20	119	306
C.-B., région au large de la	0	0	0	0	50	50	167
Alberta	1 580	402	260	2 242	454	2 696	8 546
Saskatchewan	130	34	25	188	39	227	1 131
Manitoba	27	8	0	35	8	43	160
Ontario	10	1	0	11	0	11	41
N.-É., région au large de la	0	3	21	24	294	318	1 060
Terre-Neuve,région au large de	0	80	155	235	659	894	2 980
Territories continentaux	12	23	3	38	57	95	317
Mackenzie-Beaufort	0	0	256	256	856	1 112	3 707
Archipel arctique	0	1	65	66	807	873	2 910
Autres régions (b)	0	0	0	0	167	167	557
Total partiel - léger	**1 830**	**571**	**795**	**3 195**	**3 411**	**6 606**	**21 880**
Lourd							
Alberta	113	60	115	287	107	395	2 192
Saskatchewan	241	74	205	520	163	683	3 719
Total partiel - lourd	**353**	**134**	**320**	**808**	**270**	**1 078**	**5 911**
Total - pétrole brut classique (a)(d)	**2 183**	**705**	**1 115**	**4 002**	**3 681**	**7 683**	**27 791**
Bitume							
Projets miniers	162	482	9 356	10 000	0	10 000	24 000
Projets in situ	38	60	38 902	39 000	0	39 000	376 000
Total - bitume (a)	**200**	**542**	**48 258**	**49 000**	**0**	**49 000**	**400 000**

Sources : Les estimations des ressources de pétrole classique de l'Ouest canadien sont présentées au tableau A7-1 en annexe.
ONE, pour le pétrole original en place.
APGTC, Rapport annuel de 1989, pour les ressources des régions pionnières.
Rapport ST90-18 de l'OCREA, pour les ressources de bitume.

Nota : (a) Les totaux ne correspondent pas toujours car les chiffres ont été arrondis.
(b) Baie d'Hudson et Basses-terres du Saint-Laurent.
(c) Pétrole original en place associé au potentiel récupérable.
(d) Le tableau A7-2 en annexe donne plus de détails sur les éléments constitutifs de la base de ressources en pétrole brut classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

tions du potentiel de ressources ultimes présentées dans ce tableau sont divisées, d'une façon générale, en ressources récupérables découvertes et non découvertes. A des fins de comparaison, nous présentons le potentiel de ressources récupérables et le pétrole initialement en place qui leur est associé, ou le capital-ressources en pétrole brut, qui sont utilisés dans notre analyse. Il est important de prendre note que ces estimations datent de la fin de 1989 et qu'elles sont révisées chaque année, et, puisque la production se poursuit, de nouvelles découvertes sont réalisées, d'autres ressources découvertes deviennent des réserves et notre compréhension générale de l'ampleur et des caractéristiques de la ressource s'améliore.

Avant d'examiner plus en détail les différentes composantes du potentiel de ressources ultimes présentées au tableau 7-1, nous effectuerons d'abord un certain nombre d'observations générales en ce qui concerne les estimations des ressources en pétrole brut classique et en bitume.

On estime que le **capital-ressources en pétrole brut classique** contient presque 28 milliards de mètres cubes de pétrole initialement en place, dont on estime qu'à l'heure actuelle huit milliards de mètres cubes (28 %) peuvent être éventuellement récupérés. De cette quantité, quelque sept milliards de mètres cubes sont du pétrole brut léger et environ un milliard de mètres cubes sont du pétrole brut lourd.

Pour ce qui est du pétrole brut léger classique, presque 3,2 milliards de mètres cubes, ou près de la moitié du potentiel estimé de ressources récupérables a été découvert. De ces ressources récupérables découvertes, plus de la moitié a été produite et une importante partie du reste se trouve au large des côtes ou dans des régions éloignées de l'Arctique, où les activités d'exploration et de mise en valeur sont très coûteuses. Des 3,4 milliards de mètres cubes de ressources récupérables non découvertes estimées, on s'attend que seulement un demi milliard de mètres cubes environ sera découvert dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), le reste, soit 2,9 milliards de mètres cubes, se trouvant dans des régions où la découverte et la mise en valeur de pétrole brut sont très coûteuses.

Quant au pétrole brut lourd classique, 0,8 milliard de mètres cubes ou près des trois quarts du potentiel estimé de ressources récupérables ont été découvertes. De ces ressources récupérables découvertes, seulement 0,35 milliard de mètres cubes ont été produits. Une bonne partie du 0,45 milliard de mètres cubes restants pourrait être mis en valeur à l'aide de techniques de récupération assistées et leur exploitation pourrait dépendre dans une large mesure d'une hausse des prix du pétrole brut.

Le **capital-ressources en bitume** est constitué de 400 milliards de mètres cubes environ de pétrole initialement en place, desquels on estime qu'à l'heure actuelle, 49 milliards de mètres cubes environ sont éventuellement récupérables. D'autres ressources non découvertes pourraient exister, mais on présume qu'elles sont insignifiantes par rapport aux ressources découvertes. Le bitume se trouve essentiellement dans trois grands gisements de sable (Athasbasca, Cold Lake et Peace River) et dans un vaste gisement de carbonate de la même grande région. Des trois principaux gisements de sable bitumineux, le vaste gisement d'Athabasca contient le bitume le plus visqueux, mais il a été le premier à être exploité du fait qu'une grande partie du gisement, contenant quelque 24 milliards de mètres cubes de bitume, est peu profonde et peut être exploitée à ciel ouvert. L'exploitation à ciel ouvert est une méthode de récupération relativement efficace qui permet une récupération ultime pouvant atteindre 40 % de la ressource exploitable, alors que d'autres méthodes de récupération, comme la méthode *in situ* qui sera probablement utilisée pour une grande partie des autres 376 milliards de mètres cubes de bitume en place, ne permettra qu'une récupération de 10 % environ du bitume. Bien que les ressources en bitume soient énormes, le fait que seulement 0,2 milliard de mètres cubes aient été extraits jusqu'à maintenant permet de croire que, dans l'avenir, la mise en valeur pourrait également s'effectuer à un rythme assez lent.

L'analyse ci-dessous passe en revue les différentes composantes des ressources présentées au tableau 7-1.

7.1.1 Ressources récupérables découvertes

Les ressources récupérables découvertes sont celles que l'on estime actuellement récupérables à partir de gisements connus (c'est-à-dire des gisements dont la présence a été confirmée par des forages, des essais ou leur mise en valeur) à l'aide d'une technologie connue. Ces ressources totalisent quelque quatre milliards de mètres cubes de pétrole brut classique et 49 milliards de mètres cubes de bitume. Cette catégorie englobe la production cumulative, les réserves établies restantes et d'autres ressources récupérables découvertes, chacun de ces éléments étant examiné dans les paragraphes subséquents.

7.1.1.1 Production cumulative

La production cumulative de pétrole brut classique comprend près de 2 200 millions de mètres cubes, soit un peu plus de la moitié des ressources en pétrole brut classique récupérables découvertes jusqu'à maintenant. La production cumulative de bitume totalise 200 millions de mètres cubes, ce qui ne représente qu'une infime fraction du bitume découvert.

7.1.1.2 Réserves restantes établies

Les réserves établies sont la partie des ressources récupérables découvertes que l'on estime économiquement récupérable en utilisant une technologie connue compte tenu des conditions économiques actuelles et prévisibles. Les méthodes de récupération habituellement applicables au pétrole brut sont décrites dans l'encart.

On nomme réserves établies restantes, les réserves établies qui n'ont pas encore été mises en valeur. Les réserves établies initiales sont la somme des réserves établies restantes et de la production cumulative.

Nos estimations des réserves établies de pétroles bruts classiques, léger et lourd, et de bitume brut sont résumées par province et territoire au tableau 7-1.

Pétrole brut classique

Les estimations des réserves établies restantes des pétroles bruts classiques, léger et lourd, sont obtenues à partir d'évaluations de gisements individuels, effectuées par le personnel de l'Office, d'études de l'industrie et d'estimations d'organismes provinciaux, et elles sont généralement fondées sur l'hypothèse que les activités d'exploitation en cours continueront.

Nous estimons à 571 millions de mètres cubes les réserves établies restantes de **pétrole brut léger classique**, au 31 décembre 1989. Les données historiques relatives aux réserves de pétrole brut léger classique sont résumées au tableau A7-1, en annexe.

Cette estimation englobe les ressources récupérables de pétrole brut léger classique découvertes dans les régions pionnières que l'Office a récemment reconnues comme étant des réserves établies. Les réserves établies pour Terre-Neuve sont celles du champ Hibernia au large de la côte que l'on estime à 80 millions de mètres cubes. En ce qui concerne la Nouvelle-Écosse, nous reconnaissons trois millions de mètres cubes de réserves établies dans les champs extracôtiers Cohasset et Panuke. Ces estimations comprennent également des réserves établies de un million de mètres cubes à Bent Horn dans les îles de l'Arctique.

Pour ce qui est des réserves établies de pétrole brut léger classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 19 % environ du pétrole en place est récupéré en moyenne à l'aide de techniques de récupération primaires. L'utilisation de techniques améliorées pourrait porter à 27 % le facteur prévu de récupération globale de pétrole brut léger classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Les facteurs moyens de récupération varient énormément d'une province à l'autre, surtout à cause de la qualité moyenne des gisements, de la mesure dans laquelle des procédés de récupération assistée ont été utilisés et de la viscosité moyenne du pétrole brut léger qui est récupéré. Les facteurs globaux de récupération pour les réserves de pétrole brut léger en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan sont respectivement de 36[1], 28 et 18 % (tiré du tableau A7-2, en annexe).

La figure 7-3 montre que les réserves établies restantes de pétrole brut léger classique ont diminué, passant d'une crête de 1 500 millions de mètres cubes environ en 1969 à près de 600 millions de mètres cubes en 1981, qu'elles sont demeurées relativement stables entre 1981 et 1986, et que de manière générale, elles ont diminué entre 1986 et 1988. L'augmentation des réserves restantes en 1989 est attribuable au fait que l'Office a classé parmi les réserves établies, des ressources récupérables découvertes dans plusieurs gisements de la région au large de la côte est. La croissance des réserves initiales établies de pétrole brut léger classique s'est produite à un rythme soutenu depuis le milieu des années 1970 alors que d'importantes révisions à la baisse de ces estimations venaient d'être effectuées.

Nous estimons à 134 millions de mètres cubes, les réserves établies restantes de **pétrole brut lourd classique**, au 31 décembre 1989. Ces réserves sont toutes situées dans le BSOC. Des données historiques relatives au pétrole brut lourd classique sont présentées au tableau A7-1, en annexe.

Seulement 7 % en moyenne des réserves établies de pétrole brut lourd classique est récupéré par des techniques de récupération primaires. Grâce à des techniques de récupération améliorées, la

---

1 Un facteur de récupération de 33 % serait plus précis puisque l'estimation du pétrole en place publiée par le BCEMPR ne comprend pas le pétrole en place pour l'ensemble des gisements.

Méthodes de récupération

Les méthodes de production ont changé avec le temps, à mesure que les découvertes faites en matière de techniques de récupération étaient mises en oeuvre et que l'espacement des puits, dont l'incidence sur la récupération du pétrole n'était pas reconnue antérieurement, est devenu un facteur important dans l'optimisation de cette activité. Les techniques de récupération les plus perfectionnées qui utilisent généralement l'injection de liquides pour maintenir la pression dans le gisement et permettre l'écoulement du pétrole brut, sont habituellement nommées procédés secondaire et tertiaire, ou simplement méthodes de récupération assistées du pétrole. Cela les distingue des méthodes de récupération primaires qui n'emploient que l'énergie naturelle du gisement pour la production du pétrole. Les techniques de récupération plus perfectionnées qui sont utilisées dans les gisements en production sont fréquemment utilisées en conjonction avec des programmes de forage intercalaire afin de maximiser la récupération du pétrole. Grâce aux progrès actuels dans la technologie du forage, les puits horizontaux seront probablement davantage utilisés dans l'avenir pour améliorer la récupération du pétrole. Pour faciliter notre analyse, nous avons utilisé l'expression "techniques de récupération améliorée " pour nommer toute augmentation de la récupération du pétrole découlant du forage intercalaire, des puits horizontaux, des injections d'eau, de fluides miscibles et de vapeur, et d'autres techniques de récupération améliorées.

Outre l'injection d'eau qui est employée pour faciliter l'écoulement du pétrole hors du gisement, la technique de récupération améliorée la plus courante pour le pétrole léger est l'injection d'un solvant miscible qui se mélange au pétrole dans les conditions propres au gisement. Au Canada, il s'agit habituellement d'une combinaison de méthane, d'éthane, de propane et parfois de quantités moindres de butanes et de pentanes plus. Le dioxyde de carbone peut également être utilisé comme fluide miscible mais ne l'a été qu'à très petite échelle au Canada. Pour les pétroles bruts classiques, la technique de récupération améliorée la plus courante après l'injection d'eau est l'injection de vapeur. Une autre technique thermique est la combustion in situ. Cette technique consiste en la combustion d'une partie du pétrole du gisement à l'aide d'injection d'air ou d'oxygène pour produire de la chaleur. D'autres méthodes, plus coûteuses et plus spécialisées, comme l'injection d'une solution tensioactive, de produits alcalins et de polymères, peuvent être utilisées pour les gisements de pétroles bruts. Lourd ou léger. Cependant, on s'attend que ces méthodes ne permettront qu'un accroissement mineur des volumes récupérés au cours de la période des projections.

récupération globale estimée des réserves de pétrole brut lourd établies peut être portée à 12 % environ (tiré du tableau A7-2, en annexe).

Depuis la fin des années 1960, les réserves établies de pétrole brut lourd classique sont demeurées relativement constantes, puisque l'accroissement des réserves initialement établies a généralement été conforme à la production (figure 7-3).

Bitume brut

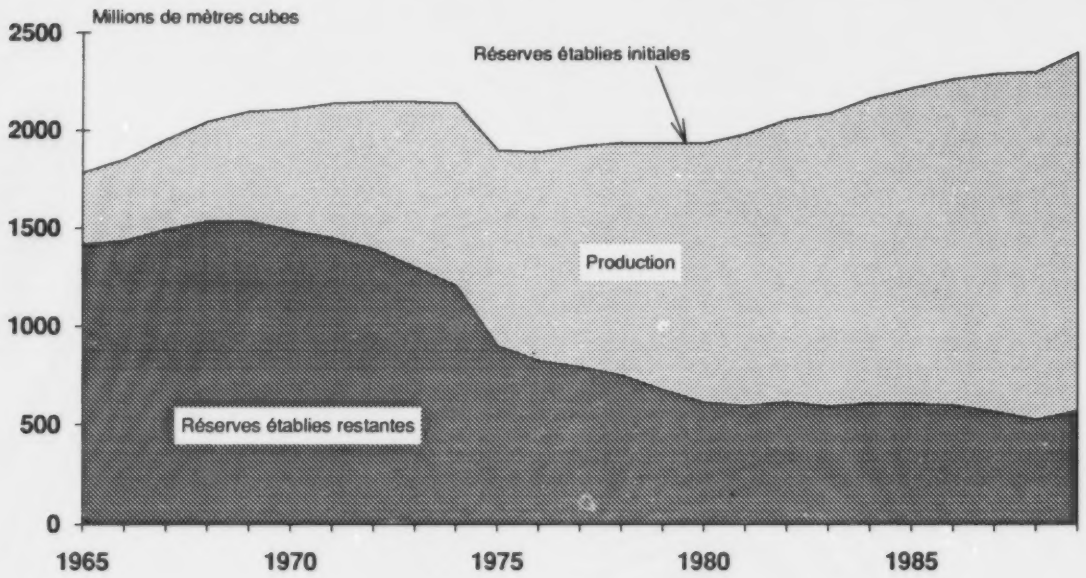
Nous avons adopté les estimations de l'OCREA en ce qui concerne les réserves établies de bitume brut dans le BSOC. Les réserves établies restantes de bitume brut se chiffrent à 542 millions de mètres cubes. De ce total, 482 millions de mètres cubes seront récupérés, aux deux installations minières existantes, par des techniques d'extraction sur les lieux, et 60 millions par des techniques *in situ* dans les projets commerciaux et expérimentaux actuellement en cours.

Les installations minières intégrées poursuivent des activités d'extraction et de valorisation, c'est-à-dire que le sable bitumineux extrait des carrières est séparé en sable et en bitume par le procédé a l'eau chaude, et que le bitume est ensuite valorisé par raffinage jusqu'à ce qu'il se transforme en pétrole brut léger synthétique.

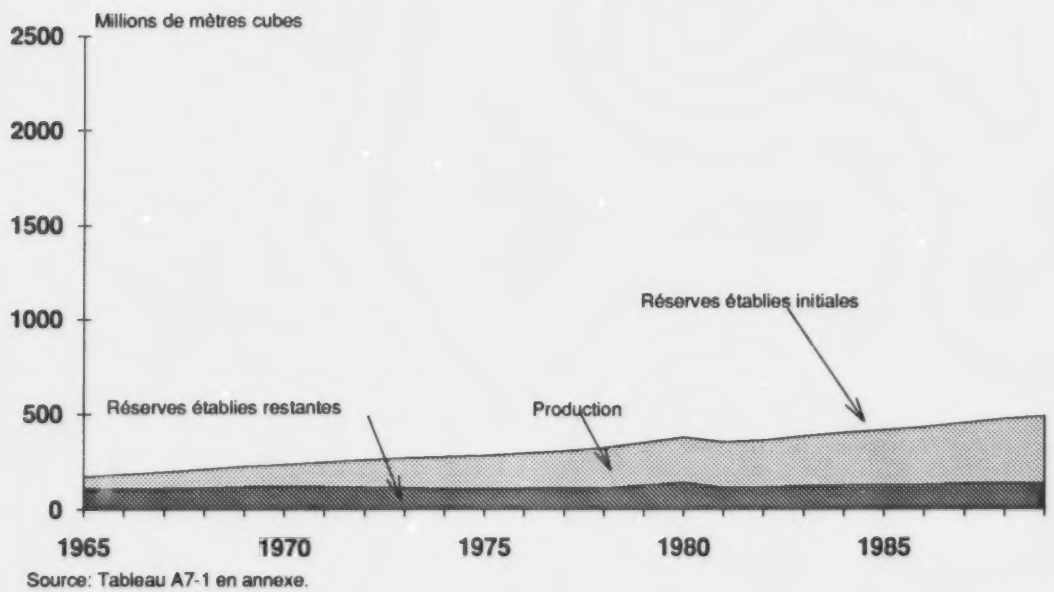
En vue de récupérer le bitume des régions où le mort-terrain est trop épais pour permettre l'extraction à ciel ouvert, mais en même temps assez épais pour supporter la pression des liquides injectés, on creuse des puits et de la vapeur est injectée pour augmenter la température du gisement et réduire la viscosité du bitume. Le pétrole peut alors s'écouler jusqu'à un puits de forage et être pompé jusqu'à la surface. Cette méthode de récupé-

Figure 7-3

Réserves établies de pétrole brut léger classique



Réserves établies de pétrole brut lourd classique



Source: Tableau A7-1 en annexe.

ration *in situ* a été mise en oeuvre avec succès dans plusieurs projets commerciaux et il y a un grand nombre de projets expérimentaux en cours qui mettent à l'essai des méthodes de récupération avant que l'exploitation commerciale ne soit considérée.

Les procédés de récupération in situ sont utilisés dans tous les trois gisements de bitume au Canada (Athabasca, Cold Lake et Peace River). Cependant, la plus grande partie de la production commerciale in situ provient du gisement de Cold Lake, situé à environ 200 kilomètres au nord-est d'Edmonton. Ici, le bitume a une viscosité suffisamment petite pour permettre l'injection efficace de vapeur. Le bitume est également extrait commercialement du gisement de Peace River, à environ 200 km au nord-ouest d'Edmonton, mais ici, la vapeur est injectée dans une mince zone aquifère sous-jacente au bitume d'où elle remonte graduellement pour chauffer une grande partie du gisement. Ce procédé de récupération pourrait exiger plus de vapeur par unité de bitume récupéré, mais l'action de chauffer du bas vers le haut le bitume de la couche sur-jacente devrait favoriser une meilleure efficacité de récupération qu'il n'est possible avec la technique habituelle d'injection de vapeur utilisée ailleurs. Il n'y a actuellement aucun bitume produit commercialement à partir du gisement d'Athabasca, bien qu'il y ait un certain nombre de projects expérimentaux en cours. Dans certaines régions, le bitume est aussi produit à l'aide de techniques primaires, sans injection de vapeur. Cependant, le bitume ainsi extrait n'a pas d'incidence marquée sur l'ensemble de la production de bitume.

7.1.1.3 Autres ressources récupérables découvertes

Les ressources récupérables découvertes qui sont comprises dans cette catégorie sont celles que l'on estime, aujourd'hui, éventuellement récupérables à l'aide d'une technologie connue mais qui n'ont pas encore été reconnues comme étant des réserves établies en raison de leur viabilité économique incertaine.

Pétrole brut classique

Les ressources en pétrole brut classique dans cette catégorie sont constituées des volumes futurs de pétrole brut associés à des méthodes de récupération améliorées dans des gisements actuellement établis de pétroles bruts classiques, léger et lourd, et des ressources récupérables découvertes dans les régions pionnières qui n'ont pas encore été reconnues comme réserves établies. Pour les estimations des ressources récupérables découvertes dans les régions pionnières, nous avons adopté les estimations publiées par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) et leur avons soustrait les volumes que nous reconnaissons actuellement comme étant des réserves établies. Nous présumons que la récupération des volumes qui ne sont pas encore reconnus comme réserves deviendra éventuellement économique avec la hausse des prix du brut et la baisse des coûts de la mise en valeur grâce au progrès technologique.

Les autres ressources récupérables découvertes de **pétrole brut léger classique** ont totalisé 795 millions de mètres cubes à la fin de 1989. De ce total, on estime que 500 millions de mètres cubes sont récupérables à partir de gisements découverts dans les régions pionnières et que les 295 millions de mètres cubes restants le seront avec la mise en vigueur de techniques de récupération améliorées dans des gisements découverts dans l'Ouest canadien. Nous croyons que la mise en vigueur future de techniques de récupération améliorées dans certains gisements de l'Ouest canadien permettra d'augmenter l'ensemble de l'efficacité de récupération de 4 % environ, pour atteindre une moyenne de 31 %.

D'autres ressources récupérables découvertes de **pétrole brut lourd classique** représentaient 320 millions de mètres cubes à la fin de 1989. Cette estimation est essentiellement attribuable à la mise en vigueur future de techniques de récupération améliorées dans certains gisements de l'Ouest du Canada. Nous croyons qu'une amélioration future de la récupération à ces gisements permettra d'augmenter la récupération de 8 % environ pour atteindre une moyenne globale de 20 % (se reporter au tableau A7-2, en annexe). Nous croyons que le gros de cette récupération supplémentaire sera obtenu grâce aux techniques de forage horizontal et de récupération thermique améliorée, ou à une combinaison des deux techniques.

Bitume brut

Nous avons adopté les estimations de l'OCREA pour les ressources récupérables découvertes de bitume brut dans l'Ouest canadien. Outre les projets actuels, il existe d'autres ressources récupérables découvertes qui sont évaluées à quelque 48 milliards de mètres cubes, desquels 9 milliards de mètres cubes sont attribuables à des exploitations à ciel ouvert, et 39 milliards à des procédés in situ.

7.1.2 Ressources récupérables non découvertes

Les ressources récupérables non découvertes sont celles que l'on juge récupérables actuellement à partir de gisements dont on connaît l'existence grâce à des données géologiques et géophysiques mais qui n'ont pas encore été mis à jour par des forages, des mises à l'essai ou leur exploitation. Les estimations sont fondées sur la mise en vigueur de technologies connues. Cette catérogie comprend l'agrandissement de gisements actuellement établis et les nouvelles découvertes. Dans nos estimations, nous avons mis l'accent sur le pétrole brut classique, puisque les ressources de bitume récupérables non découvertes ne sont pas jugées assez importantes pour avoir des répercussions sur nos projections de l'offre, compte tenu du grand volume de bitume découvert.

Pétrole brut classique

Pour les estimations du pétrole brut classique récupérable non découvert dans le BSOC et les régions pionnières, nous avons complété les données sur le pétrole brut léger qui ont été publiées par la Commission géologique du Canada (CGC) et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC), avec nos propres estimations des ressources en pétrole brut lourd classique et des agrandissement aux gisements existants de pétroles bruts classiques, lourd et léger, dans le BSOC. Nous avons effectué l'analyse statistique des tendances et avons tiré des conclusions qui sont en partie fondées sur des rencontres avec l'industrie, afin d'évaluer la possibilité de nouvelles découvertes de pétrole brut lourd classique dans le BSOC. Les estimations des ressources présentes dans les agrandissements des gisements sont fondées sur les taux de croissance enregistrés dans le passé.

Les estimations des ressources récupérables non découvertes sont très incertaines et on peut s'attendre à ce qu'elles varient considérablement; cette variation diminuera cependant à mesure que la poursuite des activités d'exploration fournira davantage de données géologiques et géophysiques. Les estimations peuvent changer énormément dans le temps avec la mise en oeuvre de nouvelles technologies et l'accroissement des connaissances géologiques. Les estimations des nouvelles découvertes sont souvent exprimées par des fourchettes associées à des probabilités de réalisation. Lorsqu'elles étaient exprimées de cette manière, nous avons eu recours à "l'espérance moyenne" de la fourchette dont il était question. L'espérance moyenne signifie que l'événement a 50 % des chances de se produire. Des estimations inférieures à l'espérance moyenne ont plus de 50 % des chances de se réaliser, alors que des estimations qui lui sont supérieures ont moins de chances de se concrétiser.

Nous avons mis à jour les estimations de la CGC, pour la période de la fin de 1985 à la fin de 1989, concernant le **pétrole brut qléger classique** provenant du BSOC, en leur soustrayant nos estimations des découvertes effectuées depuis ce temps.[1] De plus, nous avons fait une petite modification aux estimations de la CGC en ajoutant nos estimations relatives aux agrandissements de gisements existants. Nous avons utilisé les données historiques de l'ACP pour évaluer le taux de croissance des agrandissements. Ces taux de croissance ont ensuite été appliqués aux réserves initiales établies de l'ACP par année de découverte afin d'obtenir une estimation de la croissance future de ces réserves.

Nous estimons les ressources récupérables non découvertes de pétrole brut léger classique dans le BSOC, à 521 millions de mètres cubes à la fin de 1989 (se reporter au tableau A7-2, en annexe). La CGC a évalué les ressources récupérables non découvertes dans le BSOC, à 570 millions de mètres cubes à la fin de 1985. Cela ne comprenait pas les additions aux réserves provenant des agrandissement de gisements existants. Au cours de la période intermédiaire, les additions aux réserves découlant de nouvelles découvertes se sont chiffrées à 100 millions de mètres cubes, de sorte que les estimations rajustées de la CGC, à la fin de 1989, sont de 471 millions de mètres cubes. Pour obtenir les estimations actuelles des ressources récupérables non découvertes dans le BSOC, nous avons ajouté à ce total environ 50 millions de mètres cubes, qui devraient provenir des agrandissements des gisements de pétrole léger existants dans l'Ouest canadien. Le facteur de récupération prévu de ces découvertes futures est de 27 %. Ce qui est conforme avec la récupération prévue dans les gisements actuellement établis à l'aide de méthodes de récupération primaires et améliorées. Nous prévoyons que les gisements qui seront découverts à l'avenir dans l'Ouest du Canada seront de plus petite taille et peut-être de qualité inférieure à ceux découverts antérieurement; on s'attend donc à une récupération globale plus faible. Cependant, nous prévoyons également que la mise en oeuvre de récents progrès technologiques aura un effet compensateur.

---

1 Source : CGC, Rapport 87-26, Ressources en pétrole conventionnel de l'Ouest canadien : léger et moyen, 1988.

Nous avons ventilé nos estimations de l'ensemble des ressources récupérables non découvertes dans le BSOC par province, en faisant l'hypothèse que le potentiel de nouvelles découvertes est proportionnel aux réserves primaires initialement établies (tableau A7-2, en annexe). Nous avons effectué cette ventilation, car nous croyons qu'elle sera éventuellement utile à des fins de comparaison. Cependant, aucune analyse géologique détaillée ne l'appuie, on devrait donc y avoir recours avec prudence.

Nos estimations des ressources récupérables non découvertes de pétrole brut léger classique dans les régions pionnières sont fondées sur les estimations de la CGC et de l'APGTC. Du total de 2 837 millions de mètres cubes, 856 millions sont situés dans le delta du Mackenzie, 807 millions dans les îles de l'Arctique, 659 millions au large de Terre-Neuve et 294 millions au large de la Nouvelle-Écosse, les derniers 217 millions de mètres cubes sont répartis dans diverses autres régions. Quoique nous ayons classé toutes ces ressources dans la catégorie du pétrole brut léger, il est possible que ces estimations englobent une certaine quantité de pétrole brut lourd.

Les ressources en pétrole brut léger classique non découvertes du Canada, y compris les Basses Terres du Saint-Laurent, qui ont été estimées à 40 millions de mètres cubes par la CGC, totalisent 3 411 millions de mètres cubes, soit un peu plus que les ressources de pétrole brut léger récupérables découvertes jusqu'à maintenant.

Nous estimons à 270 millions de mètres cubes, les ressources récupérables non découvertes en **pétrole brut lourd classique**, à la fin de 1989, soit une augmentation de quelque 60 millions de mètres cubes par rapport aux estimations de la fin de 1986 qui ont été présentées dans le Rapport de 1988. Nous nous attendons que le gros de cette ressource sera découvert dans de nouveaux gisements. Le rythme très rapide et imprévu des additions aux réserves de pétrole brut lourd en Alberta au cours des quatre ou cinq dernières années nous a incité à réviser à la hausse nos estimations précédentes des ressources récupérables non découvertes. On estime qu'une faible proportion du total, soit 10 millions de mètres cubes, proviendra de l'agrandissement de gisements existants.

Le facteur de récupération prévu pour ces estimations est de 14 %, comparativement au 12 % obtenu avec les technologies actuelles dans des gisements existants. Nous prévoyons qu'avec des innovations technologiques, comme le forage horizontal, l'efficacité de la récupération s'améliorera pour les découvertes futures et les agrandissements par rapport aux facteurs de récupération auxquels on s'attend dans les gisements existants.

Bitume brut

Bien qu'il puisse exister certaines ressources de bitume brut récupérables non découvertes, nous ne croyons pas qu'elles soient significatives par rapport aux ressources récupérables découvertes. Nous n'avons donc pas fourni d'estimations dans le cadre de cette analyse.

7.1.3 Potentiel de ressources ultimes

Le potentiel estimé de ressources ultimes de pétroles bruts classiques, léger et lourd, s'élève à quelque 7,7 milliards de mètres cubes, dont 6,6 milliards sont du pétrole léger, ce qui ne constitue que 28 % du capital-ressources estimé en pétrole brut pour les bruts classiques, léger et lourd. On s'attend donc qu'une grande partie du pétrole en place ne sera pas récupérée avec la technologie connue, compte tenu de la conjoncture économique prévue dans notre étude.

Les potentiels estimés de ressources ultimes de pétrole brut classique dans le BSOC sont comparés avec les estimations correspondantes figurant au tableau 7-2 du Rapport de 1988. Le potentiel de ressources ultimes de pétrole brut léger classique dépasse de quelque 50 millions de mètres cubes nos estimations figurant dans le Rapport de septembre 1988. Cette différence est attribuable au fait que nous avons inclu, dans le présent rapport, les ressources récupérables présentes dans l'agrandissement de gisements existants dans l'Ouest du Canada. La révision de nos estimations des ressources récupérables de pétrole brut lourd, a entraîné une hausse générale de l'ordre de 24 millions de mètres cubes du potentiel de ressources ultimes de pétrole brut lourd classique.

Le potentiel estimé de ressources ultimes de bitume brut s'élève à quelque 49 milliards de mètres cubes, soit environ six fois le volume comparable de pétrole brut classique. On pense que toute cette ressource non classique a été découverte. Les volumes récupérables de bitume ne représentent que 12 % environ du bitume en place.

7.1.4 Sommaire

En résumé, le Canada possède un très grand volume de pétrole brut en place. Une bonne partie se présente, cependant, sous la forme

Tableau 7-2

Comparaison des potentiels estimatifs ultimes de pétrole brut classique l'Ouest canadien

(millions de mètres cubes)

	Estimation actuelle	Rapport de 1988
brut léger		
réserves établies initiales	2 270	2 219
autres ressources découvertes	295	295
ressources non découvertes [a]	521	523
total - brut léger (ultime)	**3 086**	**3 037**
brut lourd		
réserves établies initiales	488	434
autres ressources découvertes	320	370
ressources non découvertes	270	250
total - brut lourd (ultime)	**1 078**	**1 054**
total -brut léger et brut lourd (ultime)	**4 163**	**4 091**

Nota: Les totaux ne correspondent pas toujours car les chiffres ont été arrondis.

[a] Données fondées sur les estimations moyennes de 1988 de la Commission géologique du Canada, rajustées en fonction des données de la fin de 1989 pour l'estimation actuelle et en fonction des données de la fin de 1986 pour l'estimation contenue dans le rapport de 1988.

Source: Tableau A7-2 en annexe.

non classique du bitume, et une grande partie du capital-ressources classique est situé dans les régions pionnières.

Les technologies connues de production qui sont comprises dans nos projections sont telles, que l'on s'attend qu'une grande partie des ressources en place ne sera pas récupérée; par exemple, en ce qui concerne le pétrole brut classique, la récupération de 28 % seulement est prévue, et pour ce qui est du bitume, 12 % seulement sera récupéré. Des prix plus élevés du pétrole brut pourraient fournir les incitations nécessaires à l'amélioration de la récupération en utilisant la technologie connue, mais il semble y avoir également énormément de possibilités que de nouvelles techniques favorisant une récupération améliorée du pétrole soient mises en oeuvre. Le recours à ces innovations sera lié au rythme du progrès technologique et à la rentabilité de récupérer du pétrole supplémentaire en utilisant les nouvelles technologies qui pourraient s'appliquer.

Le capital-ressources en pétrole brut du Canada est diversifié et ses composantes ont des caractéristiques particulières qui détermineront leur contribution à l'offre. Les ressources en pétroles bruts classiques, léger et lourd, de l'Ouest canadien sont assez bien définies, et ne laissent que peu de marge pour des découvertes d'exploration futures d'une certaine importance. Cependant, ces ressources sont, en grande partie, facilement accessibles et offrent la possibilité d'utiliser des technologies améliorées de récupération. Les régions pionnières du Canada fournissent un potentiel pour l'exploitation de ressources découvertes et pour d'importantes découvertes futures d'exploration. Ces ressources ne sont pas immédiatement acces-

sibles et leur contribution à l'offre future dépendra dans une large mesure des innovations technologiques permettant de réduire les coûts en capital et les coûts d'exploitation dans les environnements rudes des régions pionnières, et du rapport entre ces coûts et les prix. Les ressources en bitume du Canada sont très vastes, bien définies et immédiatement accessibles. Les problèmes soulevés par leur mise en valeur sont surtout reliés au rapport entre les coûts et les prix, et à la question de savoir si les progrès technologiques permettront de réduire les coûts de production et de traitement.

7.2 Additions aux réserves

Dans la section précédente, nous avons décrit le potentiel de ressources en pétrole brut ultimement récupérables. Une partie seulement de ce potentiel est actuellement reconnu en tant que réserves, soit parce que la ressource a été découverte sans qu'on la juge actuellement viable économiquement ou techniquement ("Autres ressources récupérables découvertes"), soit qu'elle n'a pas encore été découverte ("Ressources récupérables non découvertes"). Au cours de la période des projections, une partie des ressources comprises dans ces deux catégories seront ajoutées aux réserves et on peut penser qu'elles contribueront à l'offre de pétrole brut. La mesure dans laquelle on peut prévoir que ces additions au réserves se réaliseront est déterminée par les caractéristiques de la ressource et par des facteurs économiques. Le rythme auquel se déroule l'exploration ou le moment où sont mis en oeuvre les innovations technologiques, dépendent largement de la rentabilité que l'on attend de ces activités.

Dans cette section, nous décrivons le fondement de nos projections des additions aux réserves. Nous commençons par un examen des aspects financiers de l'offre, ensuite nous décrivons nos projections des additions aux réserves de pétroles bruts classiques, léger et lourd, et de bitume au cours de la période d'étude.

7.2.1 Aspects économiques de l'offre

Dans notre analyse des additions aux réserves nous utilisons une méthode qui tente de refléter l'idée de rentabilité qui agit généralement comme le moteur des activités d'exploration et de mise en valeur. L'industrie évalue la rentabilité de l'exploration et de l'exploitation d'une ressource en considérant les coûts du capital requis pour ces activités, les coûts en capital et les coûts d'exploitation reliés à sa production, les prix à la tête de puits qui seront reçus, les taxes et les redevances qui seront perçues par les divers niveaux de gouvernement et, enfin, le taux de rendement approprié pour le capital investi dans le projet. Nous examinons d'abord les prix à la tête de puits[1] pour le pétrole brut et nous expliquons ensuite comment le critère de rentabilité est établi, en utilisant le concept du coût de l'offre en tant que mesure du moment où des activités d'exploration ou de mise en valeur deviendront rentables, compte tenu des prix à la tête de puits projetés. Nous décrivons ensuite ce qui sous-tend nos estimations des coûts de l'offre provenant de diverses sources d'approvisionnement et, finalement, nous présentons les projections des activités de forage dans le BSOC, qui seront largement déterminées par la différence entre les coûts prévus de l'offre pour les ressources récupérables non découvertes de pétrole brut classique dans le BSOC et les prix prévus à la tête de puits.

7.2.1.1 Prix à la tête de puits

Les prix à la tête de puits et les volumes de production déterminent les revenus obtenus de l'exploitation du pétrole et nous utilisons ces prix pour évaluer la rentabilité des projets que l'on envisage d'inclure dans nos projections de l'offre. Dans notre analyse, nous comparons également les coûts de l'offre aux prix à la tête de puits afin de fixer le moment où le démarrage de projets en particulier pourrait se produire. Les prix à la tête de puits, pour une source d'approvisionnement en particulier, sont fondés sur nos projections du prix du pétrole brut pour le WTI à Cushing, Oklahoma, avec quelques ajustements pour la qualité du brut et les frais de transports. Le tableau A7-3, en annexe, présente les prix à la tête de puits qui sont utilisés dans nos analyses économiques, et qui sont calculés à partir des prix mondiaux du pétrole brut dont on a fait état au chapitre 2.

Le prix au gisement pour les pétroles bruts classiques, léger et lourd, dans le BSOC est calculé en soustrayant huit dollars le mètre cube du prix à Edmonton de notre pétrole brut de référence. Ce montant supplémentaire est un peu plus élevé que les frais moyens de transport payés actuellement et a été fixé dans le but de refléter principalement les frais de transport du pétrole brut à partir des lieux des nouvelles découvertes. Ces nouvelles découvertes entraînent généralement des coûts de cons-

1 Les prix à la tête de puits sont ceux obtenus à la tête du puits ou près du gisement, ou à la sortie de l'usine, selon ce qui s'applique pour une source d'approvisionnement en particulier.

truction de nouveaux oléoducs, ou des frais élevés de transport par camion, pour acheminer le pétrole brut produit jusqu'aux raccordements à des oléoducs déjà existants.

Les ajustements pour le transport compris dans les prix à la tête de puits du pétrole produit au large de la côte est, représentent les frais de transport jusqu'à un port de la côte est et les différences entre les prix à ce port et celui du WTI à Chicago. On a évalué cet ajustement à environ huit dollars le mètre cube.

L'ajustement en fonction du transport pour la production provenant du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort est très important, soit quelque 104 $ le mètre cube, puisqu'il comprend les frais de transport par oléoduc du delta de Mackenzie jusqu'à Edmonton. Les coûts estimés du raccordement des petits gisements individuels de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort à la canalisation principale peuvent également être assez élevés et ont été inclus dans les calculs du coût de l'offre provenant des petits gisements dans cette région.

En ce qui concerne le bitume, l'ajustement pour la qualité par rapport au pétrole brut léger est significatif. Un certain nombre d'aspects, qui seront examinés plus en détail à la section 7.3.6.1, nous poussent à croire, que la différence de prix entre le bitume et le pétrole léger non acide d'Alberta à Edmonton, pourrait passer de 60 $ le mètre cube environ en 1990 à près de 90 $ le mètre cube (en dollars de 1990) en 2010.

7.2.1.2 Méthode de calcul du coût de l'offre

Dans cette section nous expliquons comment les estimations du coût de l'offre sont calculées et comment nous les avons utilisées pour élaborer nos projections des additions aux réserves.

Puisque le coût de l'offre, en tant que coût unitaire moyen de l'énergie, représente quelques-uns des coûts associés à l'exploitation de la ressource, ou leur totalité, il est sensible au taux d'actualisation utilisé dans l'analyse. Le taux d'actualisation dépend en partie de la raison sous-jacente à l'évaluation du coût de l'offre.

Dans notre coût de l'offre, nous avons inclu, les coûts en capital reliés à l'exploration de la ressource lorsque nécessaire, sa mise en valeur, les coûts en capital et les coûts d'exploitation associés à la production, et les redevances. Par ailleurs, en ce qui concerne le gaz naturel, nous avons tenu compte des frais d'utilisation à titre de remplacement des redevances, car les redevances pour le pétrole brut ont été calculées directement en utilisant une estimation du taux de redevance applicable à différentes sources d'approvisionnement.

Dans le but d'établir des coûts de l'offre qui permettront un rendement raisonnable des investissements du point de vue de l'industrie, nous utilisons un taux d'actualisation qui reflète le coût en capital de l'entreprise avant impôt. Le coût en capital de l'entreprise est fondé sur le ratio d'endettement moyen d'une industrie, le coût à long terme de la dette, et le rendement minimun acceptable des avoirs propres. Notre méthode de calcul est présentée dans l'encart. Le coût réel du capital avant impôt de 10 %, tel que calculé dans l'encart, est utilisé dans tous nos calculs du coût de l'offre et devrait, compte tenu de nos hypothèses, permettre un taux moyen de rendement réel après impôt de 8 % du capital investi. Nous calculons les coûts de l'offre avec cette méthode générique afin d'obtenir une base de comparaison uniforme entre les projets en concurrence et le coût de l'offre est comparé à nos projections des prix afin de déterminer une date préliminaire de démarrage du projet.

En établissant le calendrier des principaux projets, nous présumons que, dans la majorité des cas, les investisseurs feront montre de suffisamment de prévoyance pour commencer les travaux reliés au projet avant le moment où les coûts de l'offre et les prix à la tête de puits seront équivalents.

Comme le précise l'encart "Calendrier des grands projets", la date définitive du commencement d'un projet est influencée par un grand nombre de facteurs supplémentaires, que nous tenterons également d'introduire dans notre analyse. Nous effectuons une analyse économique après impôt de tous les principaux projets. Cette analyse utilise les prix du pétrole brut projetés et tient compte des effets particuliers du régime fiscal et d'autres facteurs qui ne sont pas compris dans notre méthode générique d'évaluation du coût de l'offre. On remarque que ces analyses après impôt, utilisant les prix projetés, donnent généralement un taux de rendement nominal supérieur à 15 % (soit environ 11 % réel) pour le capital investi dans un projet, ce qui est supérieur aux résultats que nous pourrions obtenir avec nos calculs génériques. Ces taux de rendement supérieurs peuvent être attribués à l'utilisation des prix projetés et au fait que le taux d'imposition réel pour un projet en particulier peut légèrement diminuer sous l'influence d'incitations fiscales qui ne sont pas toutes inclues dans l'analyse générique.

Calcul du cout en capital avant impot

Le coût en capital a deux composantes : le coût des avoirs propres et le coût du capital prêté.

- Nous nous attendons que les avoirs propres obtiendront un taux de rendement minimum de 8 % après impôt en dollars constants.[1]

- Nous nous attendons que l'intérêt qui sera payé sur le capital prêté passera des actuels 12 % à 8 %, ce qui signifie que le coût réel de l'argent est de 3 % en se fondant sur un taux d'inflation moyen de 5 %.

- En outre, nous supposons que l'industrie canadienne du pétrole et du gaz aura un ratio d'endettement de 40:60[2] et que le taux d'imposition moyen demeurera à 45 %.[3]

Compte tenu de ces hypothèses, nous pouvons calculer le coût avant impôt des avoirs propres en dollars d'origine de la manière suivante :

Le coût avant impôt des capitaux propres i_b peut être calculé avec l'équation suivante :

$$(1+i_b)^n - 1 = ((1+i_a)^n - 1)/(1\text{-taux d'imposition})$$

où 1_a est le taux de rendement minimum prévu après impôt pour les avoirs propres, et n est l'année pour laquelle le calcul est effectué. Pour l'an un, cette formule se simplifie de la manière suivante :

$$i_b = 1_a/(1\text{-taux d'imposition})$$

Le taux de rendement nominal après impôt des avoirs propres, en supposant un taux de rendement de 8 % et un taux d'inflation de 5 %, est

$$(1{,}08 \times 1{,}05 - 1) \times 100\ \% = 13{,}4\ \%.$$

Le taux de rendement nominal avant impôt pour les avoirs propres s'échelonne entre 24,4 % pour l'an un et 16 % pour l'an 25. La valeur moyenne sur une période de 25 ans est de 18,4 %.

Si nous combinons la valeur moyenne de 18,4 % pour les 60 % d'avoirs propres avec le 8 % d'intérêt à payer sur les 40 % de capital prêté, nous obtenons un coût en capital nominal à long terme pour les entreprises qui est égal à 0,4 X 8 % + 0,6 X 18,4 % = 14,2 %. Pour des projets à plus court terme, ce taux pourrait augmenter légèrement. En nous fondant sur cette analyse, *le coût réel en capital de 10 % avant impôt* (environ 15 % nominal avant impôt) nous a semblé raisonnable, nous avons donc utilisé un taux d'actualisation de 10 % pour calculer les coûts de l'offre.

---

1 Le taux de rendement pour le capital investi dans l'industrie pétrolière a été en moyenne de 9 % en valeur nominale, soit de 4,5 % en valeur absolue, ce qui est presque de 2 % moins élevé que celui de l'industrie manufacturière au cours des dix dernières années. Cependant, le rendement de l'industrie a été inférieur à la moyenne pendant cette période. Au cours des dix années précédentes, l'industrie pétrolière avait obtenu un taux de rendement nominal de 16 % (8 % en chiffres absolus), comparativement à 13 % pour l'industrie manufacturière. D'aucuns pourraient considérer que la méthode des primes de risque conviendrait pour évaluer l'industrie pétrolière. Après avoir examiné sept évaluations antérieures fondées sur les primes de risque, nous avons découvert qu'elles avaient donné en moyenne un taux de rendement réel de 6,5 %. Il s'agirait, dans ce cas-ci, d'une prime sur un placement ne comportant aucun risque, et qui obtiendrait probablement un taux de rendement réel de 2 % après impôt. Les deux méthodes ci-dessus semblent indiquer qu'un taux de rendement réel de 8 % après impôt serait suffisant pour financer les investissements dans l'industrie pétrolière et qu'il constitue un taux de rendement raisonnable pour notre analyse.

2 A la lumière de données publiées par l'Agence de surveillance des prix du secteur pétrolier, il apparaît que le ratio d'endettement de 40:60 est représentatif du financement des projets pétroliers d'avant 1984. Cependant, à ce moment-là, la baisse des prix du pétrole et du gaz et la restructuration de l'industrie avaient eu pour effet d'augmenter l'endettement global de l'industrie qui a atteint un ratio de 61:39. Cette situation a conduit à une diminution du financement extérieur. Actuellement, l'endettement de l'industrie se maintient à un ratio de 53:47. Nous supposons qu'à plus long terme, le ratio d'endettement reviendra à son niveau antérieur de 40:60.

3 La somme des impôts fédéral et provinciaux sur les sociétés.

CALENDRIER DES GRANDS PROJETS

En élaborant nos projections de l'offre, nous examinons avec une attention particulière l'établissement du calendrier des grands projets. En prévoyant l'échelonnement des grands projets, il est nécessaire de prendre en considération les longs délais d'exécution, les énormes investissements initiaux associés à ce genre de projets et l'incertitude inhérente aux projections des prix du pétrole et du gaz.

Dans notre méthode pour établir un calendrier, nous présumons que les sociétés ont une confiance raisonnable dans la courbe des prix projetés. Dans ces conditions, nous croyons que les sociétés mettront en oeuvre un projet s'il est techniquement et économiquement faisable et si le risque est acceptable. Ces critères s'établissent de la manière suivante :

- La faisabilité technique est évaluée à partir des plans annoncés, des rencontres avec l'industrie et de notre propre évaluation de la viabilité technique de ces projets.

- La faisabilité économique et le risque sont interreliés; en effet, la viabilité économique sera déterminée, en dernier ressort, par le fait que le taux de rendement et les autres indicateurs économiques sont ou non proportionnels au risque perçu. Dans notre analyse, nous traitons ce problème par étapes.

    - En premier lieu, nous comparons le coût de l'offre d'un projet avec les prix de production projetés, et nous présumons que le démarrage de la construction du projet peut être fixé de sorte que la mise en service coincide avec le moment où les prix (en valeurs absolues) prévus pour les produits du projet seront égaux aux coûts de l'offre (se reporter à la figure 7-4). Ce qui signifie que le projet obtiendra le taux de rendement minimum fixé pour les entreprises si les prix demeurent au niveau prévu pour l'année de la mise en service du projet. Cela signifie également qu'un investisseur privé prend un risque s'il devance un projet de la période correspondant au délai d'exécution en projection de futures hausses de prix. Par contre, le projet sera beaucoup plus rentable si les prix continuent d'augmenter au-delà de la date de démarrage du projet. La figure 1 illustre ces affirmations.

    - Pour parvenir à déterminer une date définitive de démarrage dans nos projections de l'offre, nous évaluons un certain nombre d'autres facteurs. Nous examinons entre autres, les plans annoncés, les commentaires de l'industrie sur les dates de démarrage projetées qui sont soumises au cours de nos consultations, les conflits possibles avec d'autres projets d'importance en ce qui concerne la main-d'oeuvre et la disponibilité des fonds, le progrès technologique et finalement, mais non le moindre, le taux de rendement après impôt d'un projet. Le taux de rendement nominal après impôt dépasse généralement 15 %, du fait que les régimes d'imposition et de redevances fournissent des incitations qui ne se reflètent pas suffisamment dans le calcul du taux d'actualisation.

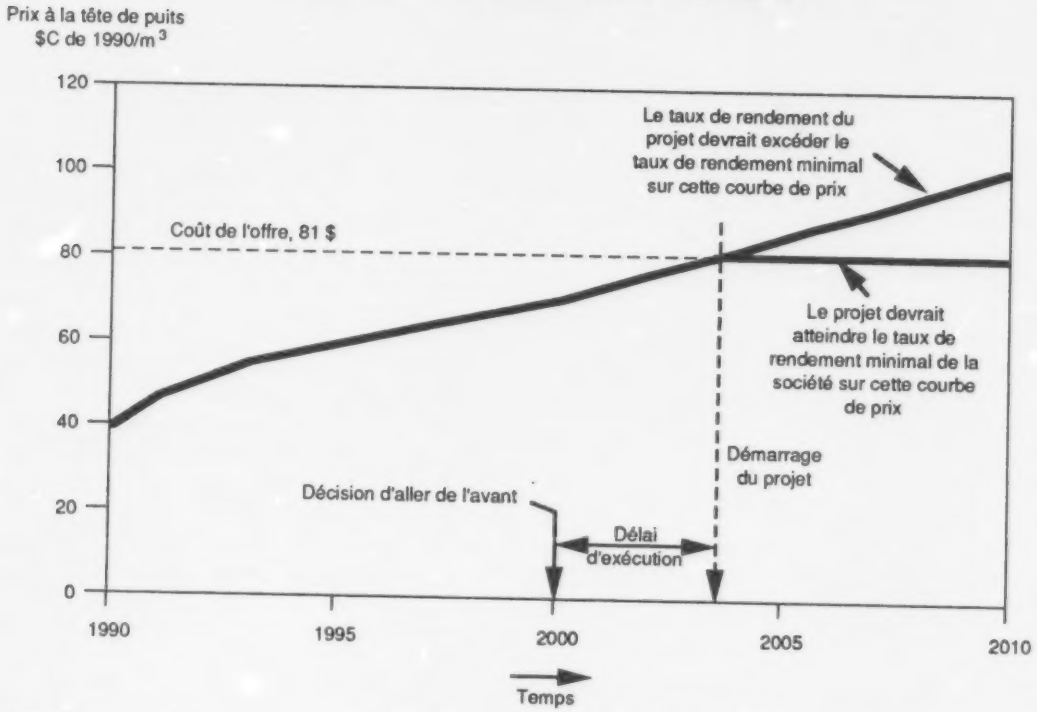
    - On calcule ce taux de rendement au moyen des prix projetés du pétrole et du gaz; on devrait alors tenir compte du risque que posent les différentes variables influant sur la rentabilité du projet.

    - En se fondant sur les aspects examinés ci-dessus, l'établissement du calendrier d'un projet est souvent révisé par rapport à l'estimation initiale qui était uniquement fondée sur l'évaluation des coûts de l'offre du projet.

Nous croyons que la méthode ci-dessus est une méthode raisonnable d'établir le calendrier des grands projets. Elle n'est cependant pas définitive et est fondée sur un bon nombre de facteurs qui relèvent du jugement personnel. Plus particulièrement, nous avons découvert que l'utilisation des estimations des coûts de l'offre et de leur relation avec le profil prévu des prix fournissait un moyen efficace de comparer notre analyse à celle des autres.

Figure 7-4

Calendrier de démarrage des projets



7.2.1.3 Coûts de l'offre

Dans cette partie, nous examinons nos projections des coûts de l'offre pour les catégories de ressources récupérables découvertes et non découvertes qui constituent le fondement de nos projections des additions aux réserves. D'abord, nous décrivons les estimations des coûts de l'offre pour les ressources en pétroles bruts classiques, léger et lourd, dans le BSOC, ensuite les coûts de l'offre pour les ressources en pétrole brut léger classique dans les régions pionnières, et finalement, les coûts de l'offre pour les ressources en bitume provenant d'installation minières intégrant la valorisation, et des projets d'exploitation in situ avec valorisation à part.

Pour estimer les coûts de l'offre des projets exploratoires de forage dans le BSOC, nous effectuons une évaluation globale des coûts d'un volume additionnel de l'approvisionnement. Nous résumons les résultats de cette analyse dans une courbe des coûts de l'offre représentant graphiquement la relation entre les découvertes additionnelles et les coûts de l'offre. Pour toutes les autres sources d'approvisionnement, nous évaluons les coûts de l'offre pour chaque projet.

Nos estimations des coûts de l'offre pour les différentes sources d'approvisionnement comprises dans nos projections sont résumées au tableau 7-3. Ce tableau présente la fourchette des coûts de l'offre pour chaque source d'approvisionnement à la tête de puits ou aux portes de l'usine à Edmonton. Afin de comparer ces coûts avec nos projections des prix du pétrole brut, nous les donnons également en dollars US le baril à Cushing.

Pétroles bruts classiques, lourd et léger

Dans le but d'évaluer le coût de l'offre **des ressources en pétroles bruts léger et lourd** récupérables découvertes dans l'Ouest canadien, nous évaluons les coûts reliés à la mise en vigueur future de méthodes de récupération améliorées dans des gisements établis du BSOC. On soumet les gisements à un examen sélectif afin d'identifier ceux qui pourraient se prêter à l'application de méthodes de récupération améliorées et on effectue une estimation du coût de l'offre du pétrole additionnel produit dans chaque gisement identifié. Les estimations varient pour chaque projet, 100 $ CAN le mètre cube (12,50 $ US le baril) étant le minimum pour les bruts léger et lourd et 200 $ CAN le mètre cube, étant le maximum

Tableau 7-3

Sommaire des coûts estimatifs de l'offre de pétrole brut pour les projets prévus

(dollars de 1990)

	Coûts de l'offre à la sortie du gisement*	Coûts de transport à Edmonton	Coûts de l'offre à Edmonton	Coûts de l'offre à Cushing
	($ CAN/m3)	($ CAN/m3)	($ CAN/m3)	($ US/b)
brut classique				
BSOC				
ressources découvertes (récupération assistée)	100-200	3	103-203	14-27
ressources non découvertes	136-200	8	144-208	19-27
régions pionnières				
région au large de la côte est	110-200	SO	SO	15-27
Mackenzie / Beaufort	80-140	104-66	184-206	24-27
brut non classique				
bitume	65-90	SO	SO	SO
bitume valorisé				
usines de valorisation	SO	SO	170-185	23-25
installations minières intégrées	200	SO	200	27

* Limites supérieures fondées sur un prix du baril de pétrole de 27 $ US, atteint à la fin de la période de prévision.

imposé par nos projections des prix du pétrole brut (les prix mondiaux du pétrole brut à Cushing atteindront 27 $ US le baril en 2010). Les prix de l'offre du pétrole brut provenant des projets d'hydrocarbures miscibles sont partiellement assujettis aux coûts des matériaux injectés et les coûts de l'offre de pétrole brut provenant des projets d'injection de vapeur sont en partie fonction des coûts du combustible (gaz naturel, ou peut-être dans l'avenir, charbon) utilisé pour produire de la vapeur.

Pour évaluer le coût de l'offre des ressources récupérables non découvertes dans le BSOC, nous évaluons le coût de l'offre des accroissements des additions aux réserves et nous utilisons ces données pour tracer une courbe du coût de l'offre. Un important facteur déterminant les coûts de l'offre pour les ressources récupérables non découvertes est celui des réserves ajoutées par mètre de forage exploratoire. D'autres facteurs importants sont les coûts des intrants (comme le coût par mètre de forages exploratoire et de développement) associés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de la ressource. En ce qui a trait aux réserves récupérables ajoutées par mètre de forage exploratoire axé sur le pétrole, nous prévoyons que le taux connaîtra une baisse linéaire tel qu'illustré à la figure 7-5, qui le fera passer des niveaux actuels à une valeur nulle, correspondant à 2 400 millions de mètres cubes environ, ce qui représente le potentiel ultime estimé pour les pétroles bruts lourd et léger récupérables grâce aux techniques primaires (se reporter au tableau A7-2, en annexe). Nous nous sommes fondés sur les données statistiques de l'APC pour l'estimation du coût des intrants associés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production des additions futures aux réserves. Les données de l'APC ne sont pas classées selon les catégories de pétrole lourd et léger, et nous n'avons pas fait d'ajustements pour compenser cette lacune. Nos estimations reflètent donc les prix moyens pour les pétroles bruts classiques, lourd et léger, dans le BSOC. Les coûts des intrants utilisés dans nos calculs sont donnés au tableau 7-4. Ce sont des moyennes à long terme des données historiques. Les données historiques annuelles du coût par mètre de forages exploratoire et de développement axés sur le pétrole dans le BSOC sont présentées à la figure 7-6.[1]

1 Une description plus détaillée de la méthode ayant servi à l'élaboration de la courbe du coût de l'offre est donnée dans l'article intitulé "Trends in Crude Oil and Natural Gas Reserves Additions Rates and Marginal Supply Costs for Western Canada" par B. Bowers et R. Kutney, publié dans le Canadian Journal of Petroleum Technologie, volume 28, 1989.

Figure 7-5

Projection du taux des additions aux réserves primaires de pétrole brut -Ouest canadien

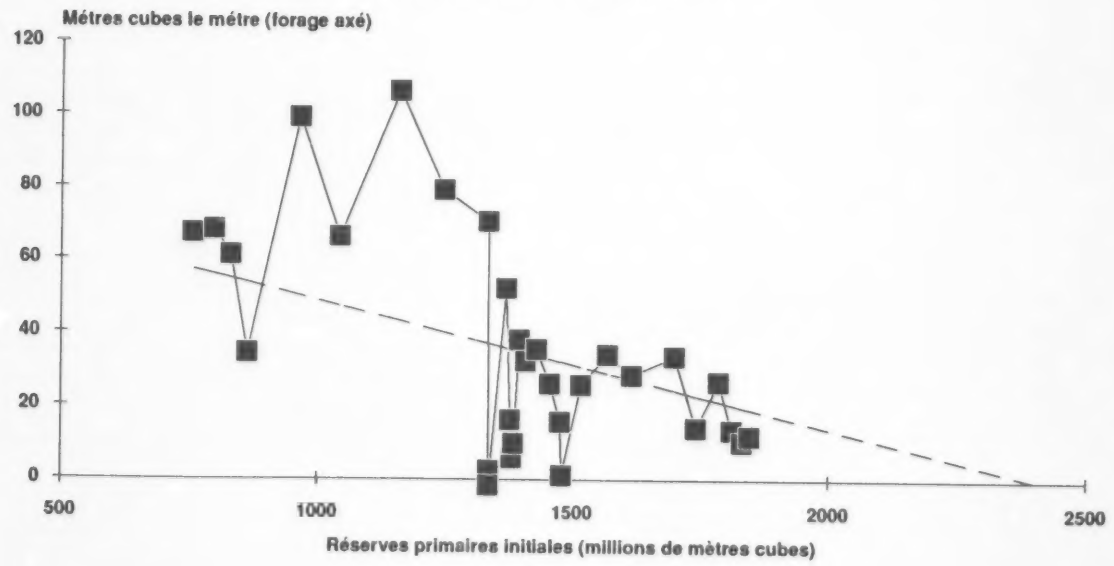


Tableau 7-4

Coûts des intrants pour le pétrole brut

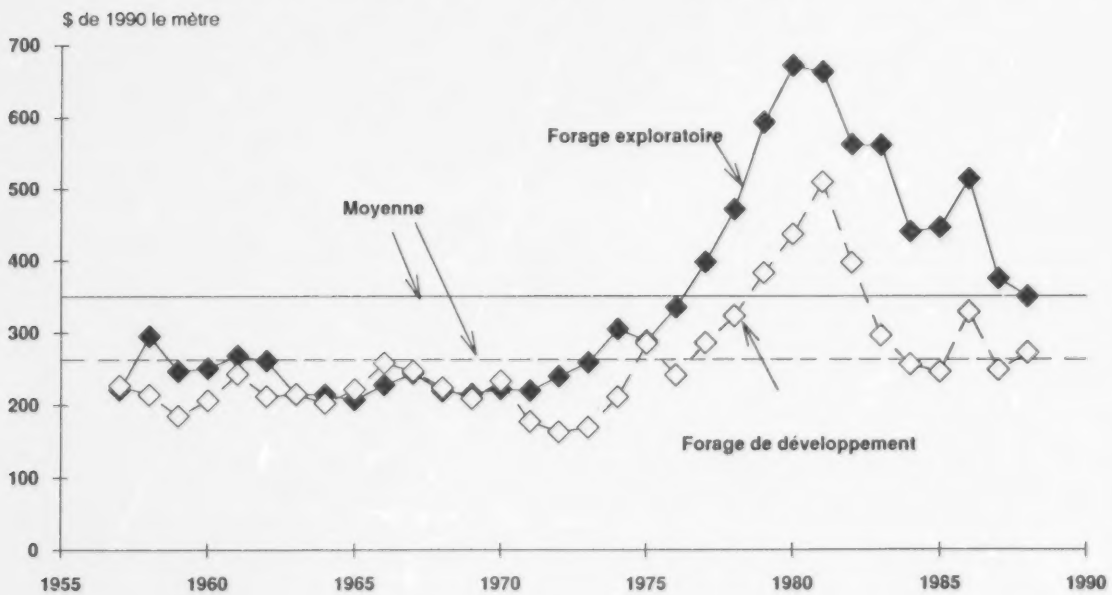
(scénario de référence)

forage exploratoire ($C 1990 /m)	350,0
forage de développement ($C 1990 /m)	265,0
équipement de chantier (1 000 $C 1990 / puits)	260,0
coûts fixes par année (1 000 $C 1990 / puits)	34,0
coûts variables ($C 1990 /mètre cube de fluide produit)	2,4

Nota: Nous supposons que les coûts des études géologiques et géophysiques représentent, dans les deux scénarios, 30% des coûts des forages exploratoires et des forages de développement.

Figure 7-6

Coût historique du forage par mètre dans le BSOC



La variabilité des taux des additions et les coûts historiques présentés respectivement aux figures 7-5 et 7-6, illustre l'incertitude qui caractérise les estimations des coûts de l'offre des additions aux réserves. Ces incertitudes sont reliées aux potentiels ultimes présumés, à l'incidence des changements technologiques sur les coûts et aux projections relatives au rythme des découvertes. Bien que nous reconnaissions que les coûts de l'offre pourraient être légèrement supérieurs ou inférieurs à ceux qui avaient été prévus, nous n'avons pas effectué d'analyse de la sensibilité pour évaluer les incidences que pourraient avoir d'autres projections des coûts sur l'offre de pétrole brut classique, puisqu'on a jugé que leur effet était moins significatif que l'effet des variations des prix du pétrole brut et que nous étions limités par le nombre de scénarios qui pouvaient être présentés dans ce rapport.

Nos estimations des coûts de l'offre provenant des accroissements des additions aux réserves sont données au tableau A7-5, en annexe. Ces estimations se situent entre les estimations des scénarios bas et élevé du Rapport de 1988, mais elles s'approchent davantage du scénario élevé au début de la période. A la différence des projections de 1988, le coût de l'offre de la production marginale a été haussé de 10 % pour tenir compte du paiement des redevances. Cet ajustement combiné au fait que les additions aux réserves de pétrole brut depuis le Rapport de 1988 ont été inférieures aux tendances antérieures, sont à l'origine de la légère révision à la baisse de la courbe du rythme des additions. Les coûts des intrants sous-tendant nos projections actuelles du coût de l'offre sont semblables à ceux utilisés dans le scénario bas de 1988.

Pour le pétrole brut léger classique des régions pionnières, nous avons élaboré des estimations des coûts de l'offre seulement pour certains champs découverts au large de la côte est, dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Ces estimations ont été utilisées pour évaluer la fourchette probable des coûts de l'offre d'autres projets dans les régions pionnières qui pourraient contribuer à l'offre pendant la période des projections. Les coûts de l'offre et les autres données pertinentes à l'évaluation de l'offre provenant de projets particuliers dans les régions pionnières sont résumés au tableau A7-6, en annexe. Lorsque nous avons évalué les coûts de l'offre des ressources récupérables découvertes au large de la côte est, nous avons utilisé les données sur les coûts apparaissant dans les plans d'exploitation approuvés qui ont été soumis par les exploitants des champs Hibernia, Cohasset et Panuke, afin d'établir une fourchette probable des coûts de l'offre pour les futures mises en valeur. Les coûts d'offre pour ces champs se sont échelonnés entre 110 $ CAN le mètre cube (15 $ US le baril) pour l'exploitation du petit champ Cohasset et Panuke, où les installations de production sont situées sur une plate-forme de forage auto-élévatrice où le pétrole produit est emmagasiné dans un navire-citerne amarré, et 200 $ CAN le mètre cube (25 $ US le baril) pour la mise en valeur de l'immense champ Hibernia. Le champ Hibernia sera exploité à l'aide d'une plate-forme de forage fixe incorporant, dans sa structure, des installations de stockage. (Le coût estimé de 200 $ le mètre cube ne comprend pas les effets de subventions ou de toute entente financière pour ce projet.) Les installations de Cohasset et Panuke et d'Hibernia exigeront un pétrolier qui fera la navette pour transporter à terre le pétrole brut produit. La différence entre les coûts reliés à ces deux projets démontrent que la nature du plan de mise en valeur peut avoir une incidence déterminante sur les coûts de l'offre.

Compte tenu de la taille des champs se trouvant dans la catégorie des ressources récupérables découvertes, nous avons supposé qu'ils seraient mis en valeur à l'aide de plates-formes flottantes et de navires-citernes de stockage plutôt qu'à l'aide de plates-formes fixes plus massives. Cela se reflète dans les estimations du coût de l'offre pour le champ Terra Nova, soit de 140 $ le mètre cube (19 $ US le baril). D'autres champs au large de la côte est qui sont compris dans notre scénario de référence ont des coûts d'offre qui se situent entre ceux estimés pour le champ Terra Nova et ceux pour le champ Hibernia.

Les ressources récupérables découvertes dans la mer de Beaufort et le delta de Mackenzie sont également une source potentielle d'approvisionnement. Nous avons évalué les coûts de l'offre du champ Amauligak dans la mer de Beaufort et d'un ensemble de plusieures petits champs dans la région du delta de Mackenzie et de la mer Beaufort qui pourraient être exploités dès qu'un réseau de transport sera mis en place.

En ce qui concerne le champ Amauligak, le coût d'offre est de 80 $ le mètre cube et les frais de transport sont de 104 $ le mètre cube jusqu'à Edmonton, s'il est exploité seul. Les frais de transport seraient légèrement réduits si l'oléoduc jusqu'en Alberta pouvait être utilisé pour le transport des liquides associés à la production de gaz naturel. Les frais globaux de transport comportent les frais de deux oléoducs, parmi lesquels les frais de transport d'Amauligak à Zama Lake en Alberta sont les plus importants, soit de 101 $ le mètre cube. Les frais de transport de

Zama Lake à Edmonton sont de seulement 3 $ le mètre cube. Le coût d'offre total à Edmonton est de 184 $ le mètre cube (23 $ US le baril). Les champs de plus petite taille ont un coût d'offre de 140 $ le mètre cube et des frais de transport de 66 $ le mètre cube pour un coût d'offre total de 206 $ le mètre cube (26 $ US le baril), en présumant une exploitation conjointe avec le champ Amauligak.

Pétrole brut synthétique et bitume

Les coûts d'offre du bitume varient d'un projet à l'autre, selon les caractéristiques du gisement et la viscosité du bitume. Les coûts d'offre des projets étudiés dans nos projections se situent généralement dans une fourchette de 65 $ à 90 $ le mètre cube à la sortie de l'usine. Certains projets pouvant produire du bitume avec la méthode de récupération primaire sans que l'injection de vapeur ne soit nécessaire, et certains projets très rentables exploités à l'aide de l'injection de vapeur, se trouvent à l'extrémité inférieure de cette fourchette. Cependant, la plupart des projets évalués se situent à l'extrémité supérieure de la fourchette.

Le bitume peut être vendu tel quel ou être valorisé pour être transformé en pétrole brut synthétique. Le marché du bitume peut être assez instable, alors que le pétrole brut synthétique est généralement beaucoup plus facile à mettre en marché. Les incertitudes inhérentes au marché du bitume peuvent donc être amoindries en valorisant le bitume pour le transformer en pétrole brut synthétique. Cette transformation n'est rentable que si le coût de la valorisation ne dépasse pas la différence de prix entre le bitume et le pétrole brut synthétique. Cette différence est analysée plus en détail dans la section 7.3.6.1. Les coûts d'offre du bitume, le coût de la valorisation, et les coûts d'offre des installations minières intégrées sont résumés au tableau A7-7 en annexe, de même que d'autres données se rapportant à l'évaluation de ces projets. Nous avons estimé les coûts de valorisation des projets in situ entre 82 $ et 96 $ le mètre cube et avons supposé que le bitume peut être délivré à l'usine de valorisation pour 87 $ le mètre cube. On obtient ainsi des coûts d'offre pour le bitume valorisé dans les projets in situ se situant dans la fourchette des 169 $ à 183 $ le mètre cube, soit légèrement moins que les coûts d'exploitation d'une installation minière intégrée pour laquelle on a estimé le coût d'offre à 198 $ le mètre cube. Nous accordons peu d'importance à cette différence entre les estimations des coûts de l'offre, compte tenu des hypothèses formulées dans notre analyse et de la portée des changements technologiques qui pourraient se produire au cours de la période des projections. En outre, nous prévoyons qu'il y aura une expansion simultanée des installations minières intégrées et des usines de valorisation pour la production in situ compte tenu de la croissance projetée des prix pendant la période.

7.2.1.4 Activité prévue axée sur le pétrole

Nous évaluons la motivation des producteurs à découvrir de nouveaux approvisionnements en pétrole brut par des forages exploratoires en comparant tout d'abord les coûts prévus pour un volume conditionel des approvisionnements avec les prix du brut à la tête de puits dans l'Ouest du Canada. L'activité est à l'origine estimée au niveau nécessaire pour maintenir l'équilibre entre les coûts marginaux de l'offre et les prix à la tête de puits, en tenant compte de certaines limites quant au taux de changement dans cette activité. Cette estimation initiale a été ajustée pour refléter notre connaissance des plans de l'industrie à court et à moyen terme. Les coûts de l'offre et les prix à la tête de puits dans l'Ouest du Canada avaient presque atteint le point d'équilibre en 1990. Nous prévoyons que l'activité axée sur le pétrole se maintiendra à des niveaux permettant de conserver un équilibre approximatif entre les coûts et les prix du pétrole brut pendant la période des projections et qu'elle diminuera lentement par rapport aux niveaux actuels, tel qu'illustré à la figure 7-7. Cette activité de forage projetée s'approchera généralement du scénario bas du Rapport de 1988. Les prix présentés dans notre scénario de référence sont légèrement supérieurs à ceux du scénario bas de 1988, de même que les coûts de l'offre, principalement en raison de l'ajout de la redevance de 10 %.

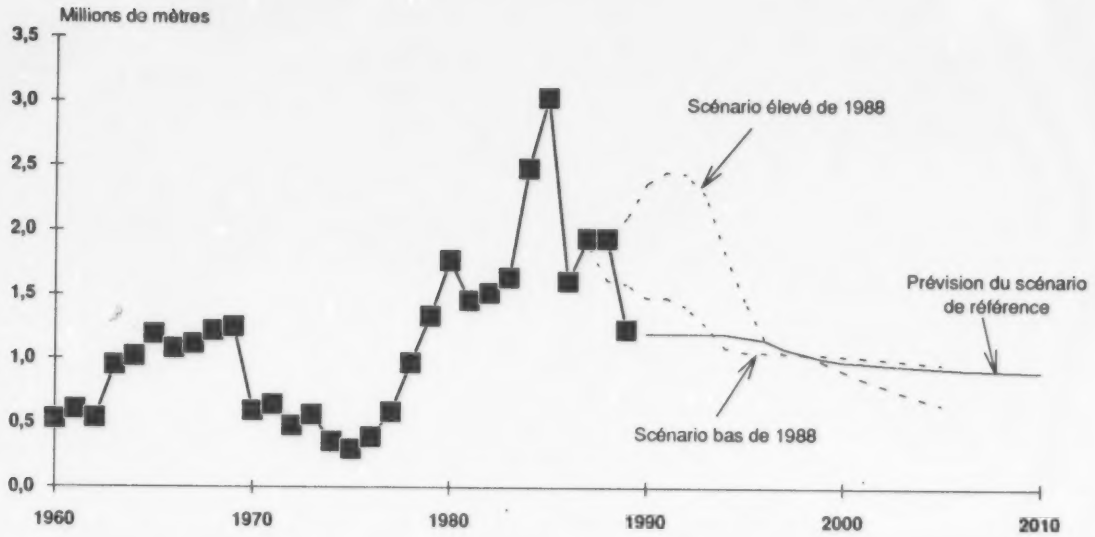
Les statistiques sur le forage ne sont pas présentées selon les catégories de pétroles bruts léger et lourd. Nos projections quant aux additions de bruts léger et lourd sont mises en corrélation avec l'activité globale axée sur le pétrole.

7.2.2 Additions aux réserves de pétrole brut léger classique

Nous examinons d'abord les additions aux réserves dans le BSOC, qui sont constituées d'additions aux réserves à partir d'autres ressources découvertes et de ressources non encore découvertes, et d'additions aux réserves dans les régions pionnières.

Figure 7-7

Forages exploratoires axés sur le pétrole
Ouest canadien



7.2.2.1 Additions aux réserves d'autres ressources récupérables découvertes dans le BSOC

Les additions aux réserves dans cette catérogie comprennent celles attribuables à des méthodes améliorées de récupération comme le forage intercalaire, à des innovations technologiques comme le forage horizontal, et aux projets d'injection d'eau et d'injection de fluides miscibles dans les gisements établis.

Les additions aux réserves attribuables aux futures injections d'eau dans des gisements actuellement établis dans l'Ouest du Canada ont été analysées plus en profondeur que dans le Rapport de 1988. Tous les projets existants d'injection d'eau en Alberta ont été regroupés par couche pétrolifère et ces projets ont été analysés en détail afin d'identifier les paramètres communs des réservoirs et les caractéristiques des gisements. Un ensemble de critères de sélection sont issus de cette analyse et ont été utilisés pour évaluer la possibilité d'exploiter par injection d'eau, tous les gisements ou les régions qui font face à un épuisement primaire en Alberta. Un certain nombre de gisements que l'on a jugés aptes à être exploités par injection d'eau ont alors été analysés afin de déterminer leur viabilité économique selon le scénario de référence et les tests de sensibilité des prix du pétrole brut. Tous les plus gros gisements de notre échantillon, soit 60 % du potentiel restant des réserves exploitables par injection d'eau, ont alors été évalués en utilisant les lignes directrices établies au cours de l'analyse des gisements aptes à être exploités par injection d'eau pour déterminer dans quelle mesure le potentiel pourrait devenir économiquement exploitable pendant la période des projections. Ces résultats ont été ensuite appliqués aux gisements plus petits qui avaient été sélectionnés en Alberta, de même qu'aux réserves en voie d'épuisement primaire en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, afin de déterminer, pour les gisements établis, le total des additions aux réserves découlant de l'exploitation par injection d'eau qui devrait être inclu dans nos projections.

Selon le scénario de référence, les additions aux réserves consécutives à l'injection d'eau dans des gisements établis s'élèvent à 39 millions de mètres cubes pendant toute la période des projections. Comme le montre le tableau A7-8 en annexe, les additions se maintiendront aux niveaux actuels, soit à environ trois millions de mètres cubes par année jusqu'en 1995, puis elles baisseront progressivement pendant le reste de la période puisqu'il restera moins de gisements sélectionnés. Selon le test de sensibilité des prix bas du pétrole, les additions aux réserves consécutives à l'injection d'eau n'atteignent que 10 millions de mètres cubes; en effet, une faible proportion des gisements aptes à

l'exploitation par injection d'eau sont viables à des prix du brut inférieurs à 20 $ US le baril. Avec une croissance réelle plus importante des prix du pétrole dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole, nous prévoyons que les additions aux réserves grâce à l'injection de fluides totaliseront 53 millions de mètres cubes.

Selon notre analyse, pour obtenir des additions aux réserves découlant de projets futurs d'injection de liquides miscibles dans les gisements actuellement établis, le prix du pétrole devrait se situer à un minimum de quelque 20 $ US le baril pour être économiquement viable. Tel qu'illustré au tableau A7-8 en annexe, dans le scénario de référence, nous prévoyons que les additions annuelles aux réserves demeureront à un niveau très modeste jusqu'à la dernière moitié des années 1990, au moment où l'on s'attend que les prix du pétrole atteindront la fourchette des 22 à 25 $ US le baril. Toujours selon ce scénario, les additions totaliseront 43 millions de mètres cubes au cours de la période des projections. Par ailleurs, dans le test de sensibilité des prix bas, les prix projetés n'atteignent pas le minimum nécessaire, nous n'avons donc inclu que les additions reliées aux projets dont la mise en valeur est imminente selon les renseignements fournis par les exploitants. Dans ce test, les additions aux réserves ne correspondent qu'à 5 millions de mètres cubes, alors que dans le test de sensibilité des prix élevés, les additions aux réserves s'élèvent à 60 millions de mètres cubes. Nos projections quant aux additions aux réserves de pétrole brut léger attribuables à l'application future des techniques d'injection de fluides miscibles sont légèrement plus basses que celles du Rapport de 1988. Cela s'explique par les projets qui ont démarré au cours des années 1987 à 1989 et les révisions récentes au régime de redevances de l'Alberta pour les projets d'injection de fluides miscibles, qui pourraient avoir une incidence négative sur la viabilité économique de ces projets.

L'utilisation de la technique d'injection de produits chimiques dans les gisements actuellement établis exige un prix minimum d'environ 30 $ US le baril. Le prix du pétrole n'atteint pas ce niveau ni dans le scénario de référence ni dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole. Nous prévoyons donc des additions aux réserves liées à ces techniques seulement dans le test de sensibilité des prix élevés, où les prix du pétrole grimpent jusqu'à 30 $ US le baril à la fin de la période des projections. Selon ce même test, les additions aux réserves consécutives à l'injection de produits chimiques ne représentent que 5 millions de mètres cubes pendant la période des projections.

Nous nous attendons qu'au cours de la période d'étude, se réaliseront des additions aux réserves découlant de forages intercalaires dans les gisements actuellement établis et de l'application d'innovations technologiques comme le forage horizontal. Nous prévoyons, par exemple, que le forage horizontal sera progressivement utilisé et, particulièrement dans certains types de réservoirs; il pourrait entraîner des additions substantielles aux réserves. En nous fondant sur notre analyse et sur les consultations avec l'industrie, nous en avons déduit quelles seraient les additions aux réserves directement liées à ces facteurs. Selon nos projections, les additions aux réserves, exprimées dans le scénario de référence, découlant de l'application future de techniques améliorées de récupération dans les gisements établis actuels, s'élèveront à 129 millions de mètres cubes pendant la période des projections (tableau A7-8, en annexe). Nous reconnaissons cependant qu'il demeure un certain nombre d'incertitudes en ce qui concerne les effets des futurs changements technologiques.

7.2.2.2 Additions aux réserves provenant des ressources récupérables non découvertes dans le BSOC

Nos projections des additions aux réserves à partir des ressources récupérables non découvertes dans le BSOC découlent de nos estimations des activités de forage axées sur le pétrole (figure 7-7), qui ont été présentées à la section 7.2.1.4, et de nos projections des taux d'additions par unité de forage (figure 7-5).

Dans le scénario de référence, les additions aux réserves de pétrole brut léger classique dans l'Ouest du Canada découlant de l'activité de forage projetée sont évaluées à un total de 242 millions de mètres cubes pendant la période des projections (tableau A7-8, en annexe), et atteignent respectivement 75 et 350 millions de mètres cubes environ selon les tests de sensibilité des prix bas et élevés du pétrole. Les niveaux annuels de ces additions tendent à diminuer pendant la période des projections avec l'épuisement de la ressource et la diminution des possibilités de faire de nouvelles découvertes. Tel qu'illustré par la figure 7-8, nous avons inclu dans ces projections, les estimations des additions aux réserves obtenues grâce aux techniques de récupération améliorées qui sont liées aux nouvelles découvertes.

Les additions projetées aux réserves de pétrole brut léger classique dans l'Ouest canadien sont presque les mêmes que celles

Figure 7-8

Additions aux réserves de pétrole brut léger
Ouest canadien

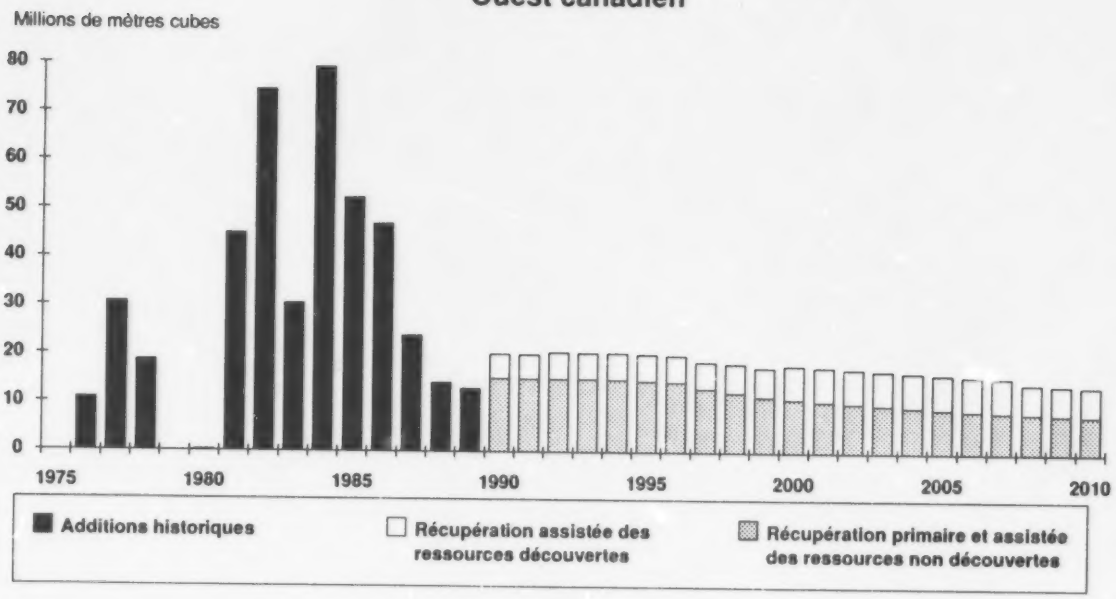
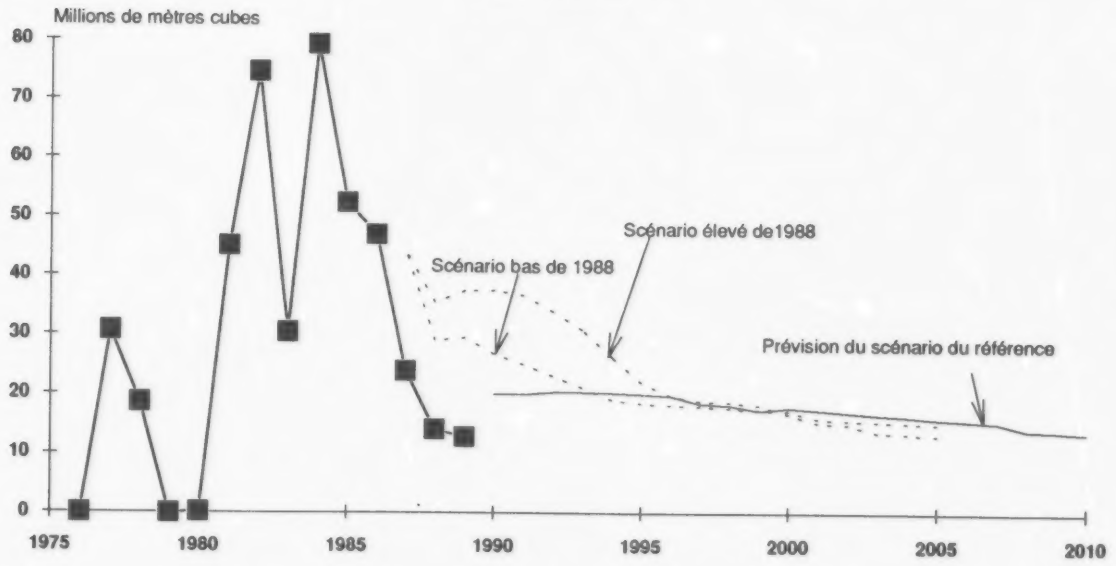


Figure 7-9

Comparaison des additions aux réserves de pétrole brut léger
Ouest canadien



présentées dans le scénario bas du Rapport de 1988 (figure 7-9).

7.2.2.3 Additions aux réserves dans les régions pionnières

Outre les réserves établies actuellement reconnues par l'Office, les régions pionnières du Canada constituent un potentiel important pour des additions aux réserves qui proviendront soit de la mise en valeur de ressources découvertes qui à l'heure actuelle ne sont pas considérées comme économiquement viables, soit de nouvelles découvertes ou de l'agrandissement de gisements existants.

Les additions aux réserves prévues pour la région au large de la côte est, pendant la période des projections, sont relativement faibles malgré l'importance de la ressource dans cette région, les coûts de l'offre étant élevés par rapport aux prix projetés du pétrole brut. Dans le scénario de référence, nous prévoyons, pour cette région, des additions aux réserves de l'ordre de 150 millions de mètres cubes. Desquels près de 120 millions de mètres cubes devraient provenir d'autres ressources récupérables découvertes, et le reste, de nouvelles découvertes. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, nous prévoyons des additions aux réserves de seulement 50 millions de mètres cubes, provenant toutes de la catégorie des autres ressources récupérables découvertes. Dans le scénario de sensibilité des prix élevés du pétrole, nous prévoyons des additions aux réserves de 210 millions de mètres cubes.

Dans le scénario de référence et pour toute la période des projections, nous prévoyons des additions aux réserves de 90 millions de mètres cubes dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, l'essentiel de ces additions sont liées à l'inclusion de ressources récupérables découvertes additionnelles dans la catégorie des réserves établies. Dans le test de sensibilité bas, nous ne prévoyons aucune addition d'importance aux réserves dans cette région, mais dans le test de sensibilité élevé, nous nous attendons à des additions aux réserves totalisant 135 millions de mètres cubes.

Dans les régions du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, ainsi que dans les régions au large de la côte est, il existe également des possibilités d'effectuer des découvertes d'une certaine ampleur pendant la période des projections. Dans notre scénario de référence, nous avons surtout tenu compte des additions aux réserves liées aux ressources découvertes qui devraient, selon nos projections, devenir économiquement viables pendant la période des projections. Si d'autres découvertes importantes se produisaient pendant cette période, et si elles étaient économiquement viables compte tenu de nos perspectives des prix, nous aurions sous-évalué les additions aux réserves dans nos projections.

Quelques-unes des autres régions pionnières pourraient connaître une certaine activité pendant la période des projections, alors que d'autres, comme les îles de l'Arctique, sont probablement trop éloignées pour que s'y effectuent des activités d'exploration et de mise en valeur d'une certaine envergure dans le cadre de notre scénario des prix prévus du pétrole brut. Cependant, les résultats de l'exploration dans toutes ces régions demeurent très incertains et n'ont donc pas été inclus dans les projections de notre scénario de référence.

7.2.3 Additions aux réserves de pétrole brut lourd classique

Les additions aux réserves de pétrole brut lourd classique proviennent d'autres ressources récupérables découvertes et non découvertes dans le BSOC.

7.2.3.1 Additions aux réserves provenant d'autres ressources récupérables découvertes dans le BSOC

Les additions aux réserves comprises dans cette catégorie sont constituées de celles découlant de l'application des méthodes de récupération améliorée, y compris le forage intercalaire, les innovations technologiques comme le forage horizontal et les projets d'injection d'eau, et les projets thermiques dans les gisements établis.

Comme pour le pétrole brut léger, nous avons examiné avec plus d'attention que dans le Rapport de 1988, les additions aux réserves de pétrole brut découlant de l'application des techniques d'injection d'eau dans des gisements actuellement établis. Pour le scénario de référence, les additions aux réserves attribuables à l'injection d'eau se chiffrent à 25 millions de mètres cubes. La majeure partie des additions devraient se produire dans la première moitié des années 1990, une diminution se faisant sentir à partir de 1997. Les prix du pétrole à la hausse dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole ont peu d'influence sur les additions aux réserves découlant de l'utilisation d'injection d'eau, car il n'y a qu'un nombre limité de gisements établis de pétrole brut lourd classique pour lesquels ce type d'exploitation est économiquement viable. Nous prévoyons que 28 millions de mètres cubes d'additions aux réserves seront attri-

buables à l'injection d'eau dans le test de sensibilité élevé. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, nous ne prévoyons que 7 millions de mètres cubes d'additions aux réserves dues à l'injection d'eau.

Nous prévoyons que les additions aux réserves provenant de l'application future de techniques thermiques dans les gisements actuellement établis ne commenceront que lorsque les prix du pétrole atteindront 25 $ US le baril, soit vers 2005 dans le scénario de référence, et 1996 selon le test de sensibilité des prix élevés du pétrole. Les additions se chiffrent à respectivement 10 et 31 millions de mètres cubes dans le scénario de référence et dans le test de sensibilité des prix élevés. Aucune addition n'est prévue dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, car le prix projeté est insuffisant pour garantir une rentabilité adéquate de ces projets.

Comme pour le pétrole brut léger classique, en nous fondant sur notre analyse et sur des consultations avec l'industrie, nous avons déduit la valeur des additions aux réserves de pétrole brut lourd découlant de l'application du forage intercalaire et des innovations technologiques, comme le forage horizontal. Nous croyons que l'application progressive du forage horizontal pourrait avoir une incidence marquée sur les additions aux réserves de pétrole brut lourd, mais il est actuellement difficile d'évaluer l'ampleur de son utilisation.

Selon notre scénario de référence, nos estimations des additions aux réserves provenant de l'application future de techniques améliorées de récupération dans les gisements actuellement établis totalisent 65 millions de mètres cubes pendant la période des projections (tableau A7-9, en annexe).

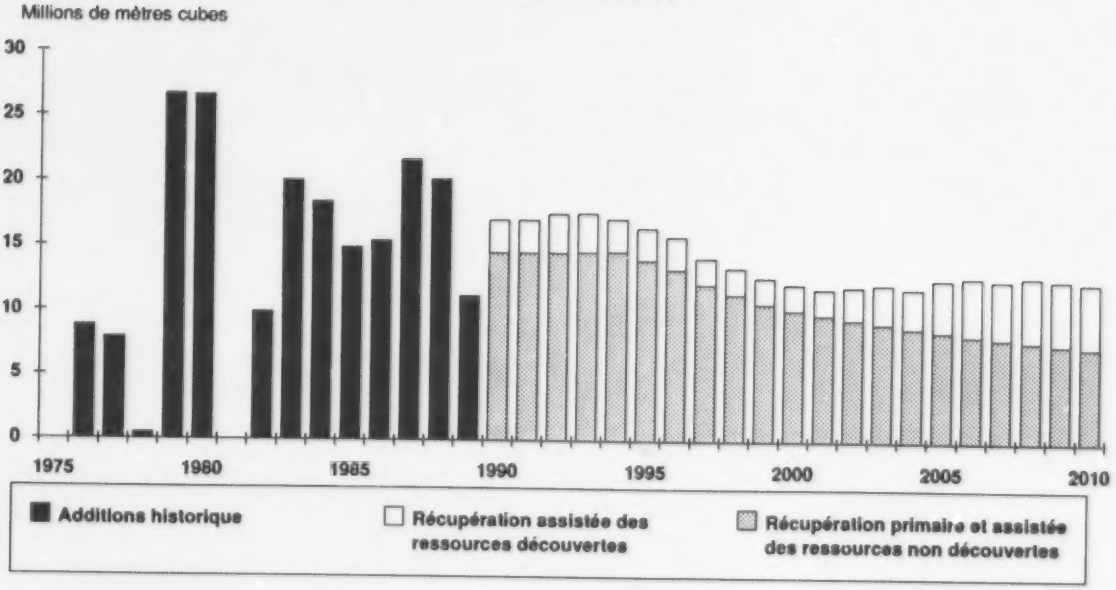
7.2.3.2 Additions aux réserves provenant de ressources récupérables non découvertes dans le BSOC

On estime que les additions aux réserves de pétrole brut lourd classique provenant de ressources récupérables non découvertes dans le BSOC s'élèveront à 229 millions de mètres cubes au cours de la période des projections (se reporter au tableau A7-9, en annexe) et se situent respectivement à 70 et 270 millions de mètres cubes environ dans les tests de sensibilité des prix bas et élevés du pétrole. Les niveaux annuels de ces additions, découlant de méthodes de récupération primaires et améliorées, diminueront graduellement (figure 7-10).

Les additions prévues aux réserves de pétrole brut lourd classique dans l'Ouest canadien sont supérieures aux estimations du

Figure 7-10

Additions aux réserves de pétrole brut lourd
Ouest canadien



Rapport de 1988, car nous avons évalué à la hausse le potentiel restant et parce que nous avons supposé que les progrès technologiques, comme le forage horizontal, auraient une incidence plus importante que prévu (figure 7-11).

7.2.4 Additions aux réserves de bitume

Des additions aux réserves de bitume seront nécessaires aux installations minières intégrées et aux installations de récupération in situ existantes afin de remplacer les réserves établies à mesure qu'elles s'épuiseront. Il y aura également des additions aux réserves qui seront associées à la mise en valeur de nouveaux projets d'extraction et de récupération in situ.

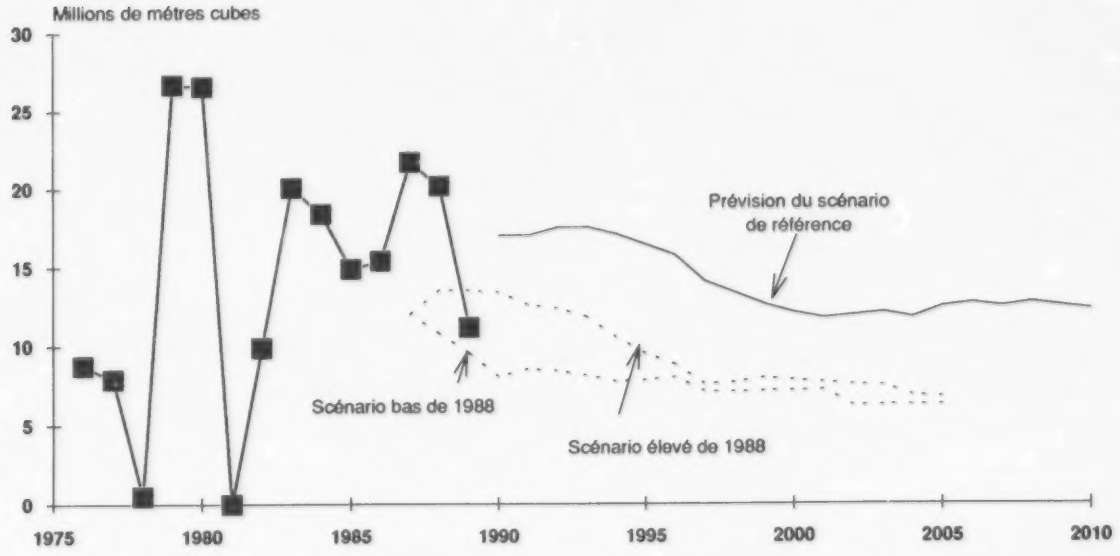
7.2.4.1 Additions aux réserves provenant des installations minières

Afin que la production de l'usine d'extraction de Suncor se maintienne aux niveaux prévus jusqu'en 2010, il serait nécessaire que 30 millions de mètres cubes soient ajoutés aux réserves vers la fin des années 1990, en raison de l'épuisement des réserves restantes de bitume se trouvant dans les concessions actuellement exploitées par Suncor. En ce qui concerne Syncrude, les réserves restantes sont suffisantes pour maintenir le projet en exploitation aux niveaux de production prévus pendant de nombreuses années après la période des projections.

Dans le scénario de référence et pour la période des projections, nous prévoyons d'autres additions aux réserves s'élevant à 230 millions de mètres cubes de bitume par suite de la mise en service de deux nouvelles usines d'extraction. Ces usines devraient être construites à quatre ou cinq années d'intervalle en raison de l'envergure des projets et de la main-d'oeuvre spécialisée qui est nécessaire. Nous prévoyons des additions aux réserves de l'ordre de 345 millions de mètres cubes dans le test de sensibilité élevé puisqu'une autre usine d'extraction est incluse dans la projection. Un projet semblable à celui d'OSLO, en exploitation depuis 25 ans, exige 115 millions de mètres cubes environ de réserves. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, seulement 30 millions de mètres cubes d'additions aux réserves provenant de la mise en exploitation par Suncor d'une nouvelle concession sont prévues.

Figure 7-11

Comparaison des additions aux réserves de pétrole brut lourd Ouest canadien



7.2.4.2 Additions aux réserves découlant de projets de récupération in situ

Actuellement, le bitume in situ est produit à un rythme d'environ un millier de mètres cubes par jour par cinq millions de mètres cubes de réserves initiales. Si nous faisons l'hypothèse que ce même rapport entre la production et les réserves se maintiendra dans l'avenir, nous nous attendons que des réserves de près de 260 millions de mètres cubes seront ajoutées à partir de nouveaux projets in situ pendant la période des projections dans le scénario de référence. Dans les tests de sensibilité des prix bas et élevés du pétrole, nous prévoyons des additions aux réserves d'environ 25 et 360 millions de mètres cubes, respectivement.

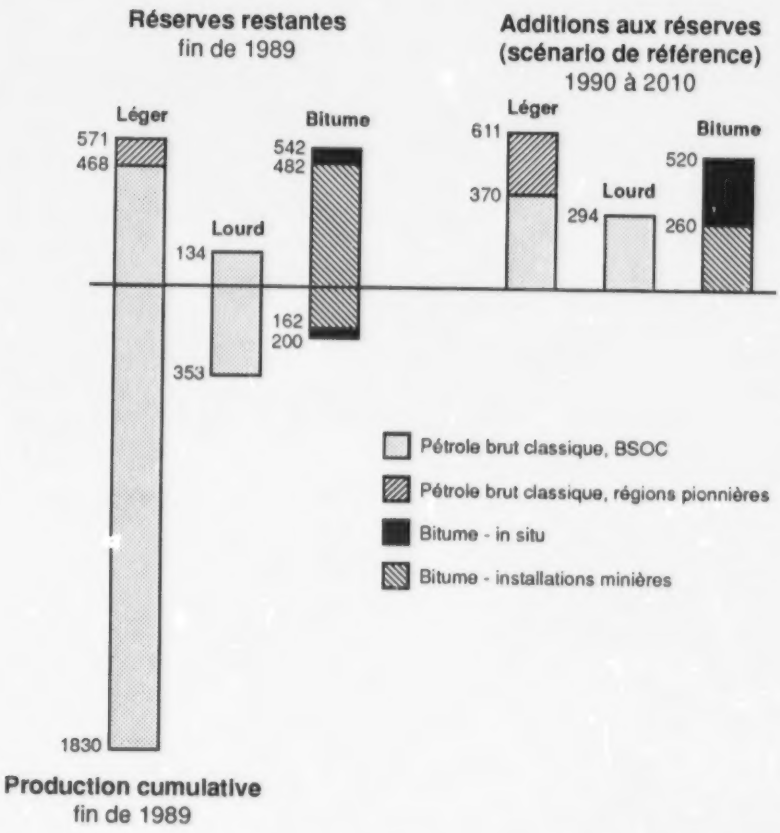
7.2.5 Sommaire des additions aux réserves

Dans le scénario de référence, les estimations des additions totales aux réserves des pétroles bruts classiques, léger et lourd, et de bitume pendant la période des projections sont comparées, à la figure 7-12, avec les réserves restantes établies et la production cumulative à la fin de 1989. Les additions de pétrole brut léger classique s'élèvent à 611 millions de mètres cubes, ce qui est légèrement plus que les réserves restantes établies se chiffrant à 571 millions de mètres cubes. En ce qui concerne le pétrole brut lourd, les additions atteignent 294 millions de mètres cubes, soit plus du double des 134 millions de mètres cubes de réserves établies restantes. Les additions aux réserves de bitume totalisent 520

Figure 7-12

Réserves restantes et additions aux réserves

(millions de mètres cubes)



millions de mètres cubes pendant la période des projections, soit un peu moins que les réserves établies restantes de 542 millions de mètres cubes.

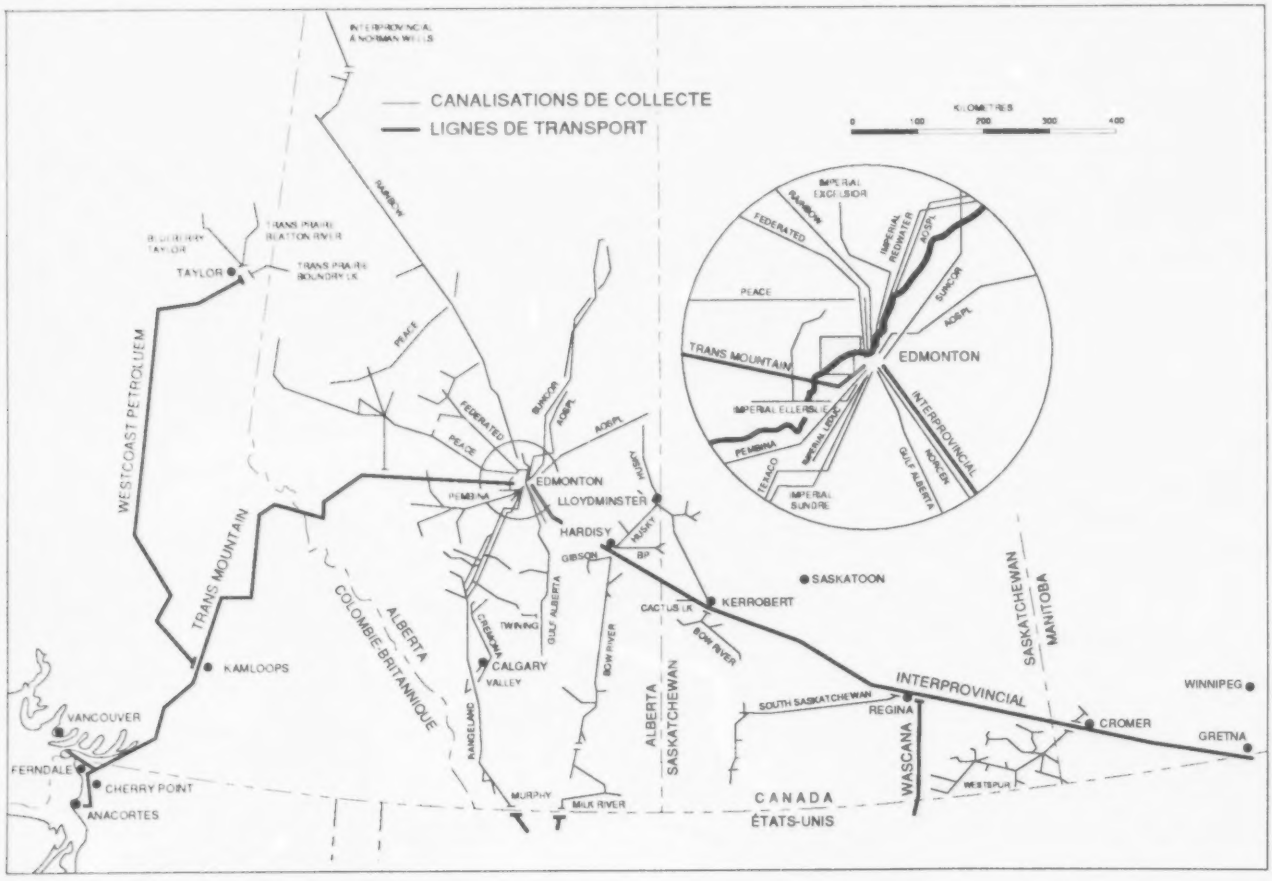
7.3 Offre projetée

Dans les parties précédentes de ce chapitre, nous avons examiné nos estimations actuelles des réserves établies et nos projections des additions aux réserves. Dans cette partie, nous décrivons nos projections de l'offre provenant des réserves établies et des additions aux réserves pour les pétroles bruts classiques, léger et lourd, le pétrole brut synthétique produit dans les installations minières intégrées, le bitume brut, les pentanes plus et le pétrole brut synthétique obtenu par valorisation. Nous combinerons alors toutes ces composantes de l'offre afin de formuler des projections de l'offre des pétroles bruts léger et lourd pour finalement obtenir des perspectives de l'offre globale du pétrole brut et équivalents.

Dans l'élaboration de nos projections de la capacité de production des réserves établies, nous avons évalué séparément environ 400 des plus gros gisements de pétrole au Canada, soit plus de 90 % des réserves établies. Cela comportait l'examen de données relatives au rendement des puits et des gisements et l'étude des tendances de la production de pétrole, de gaz et d'eau, de même que d'autres paramètres pertinents. Outre l'analyse des données sur le rendement des gisements, nous avons introduit dans notre analyse les résultats d'études plus détaillées effectuées par le personnel de l'Office et des renseignements qui nous ont été donnés par des sources extérieures lorsqu'ils étaient disponibles. Nous avons examiné les données sur les réserves et la

Figure 7-13

Principales canalisations de collecte de pétrole brut



capacité de production pendant des consultations avec les exploitants des principaux gisements. Les effets des programmes proposés de forage ou des procédés de récupération améliorés ont été inclus dans les projections de la capacité de production des réserves établies seulement si l'on avait la certitude, au moment de l'évaluation, que ces projets seraient mis en oeuvre. On tient compte des projets qui n'ont pas encore débuté dans nos projections de la capacité de production des additions aux réserves. Les gisements restants, qui représentent moins de 10 % des réserves établies, sont regroupés en plusieurs catégories et évalués globalement.

La figure 7-13 présente l'emplacement des oléoducs collecteurs les plus importants et des canalisations principales qui acheminent le pétrole brut des champs de production aux centres de raffinage. Nos projections de la capacité de production des réserves établies sont réparties selon le type de brut, la province et le principal réseau pipelinier.

Les projections de la capacité de production pour certaines catégories d'additions aux réserves, en particulier les additions aux réserves de pétroles bruts classiques, léger et lourd, provenant de nouvelles découvertes dans le BSOC, sont fondées sur une courbe de production normalisée calculée à partir de données historiques. Pour d'autres catégories d'additions aux réserves, nos estimations de la capacité de production sont fondées sur l'analyse de projets en particulier effectuée par le personnel de l'Office, sur des renseignements publiés ou des consultations avec les exploitants de projets ainsi que des représentants d'autres industries.

7.3.1 Offre de pétrole brut léger classique

Les projections de l'offre de pétrole brut léger classique sont constituées de l'offre provenant des réserves établies et des additions aux réserves dans le BSOC et dans les régions pionnières.

7.3.1.1 Offre provenant des réserves établies

Nous prévoyons que l'offre globale provenant des réserves établies actuelles de pétrole brut léger classique dans l'**Ouest du Canada** passera de 142 000 mètres cubes par jour en 1990 à 15 000 mètres cubes par jour en 2010 (se reporter au tableau A7-10, en annexe).

Du début au milieu des années 1980, les grandes accumulations appartenant à d'anciens récifs qui constituaient une portion importante de l'offre globale de pétrole brut léger classique ne montraient pas encore de diminution marquée de production. Les découvertes en Alberta dans les régions de Rainbow et de Peace River Arch, adjacentes aux réseaux pipeliniers de Rainbow et de Peace River, et d'importantes améliorations des techniques de récupération aux réservoirs de Beaverhill Lake et aux plus gros gisements de Gilwood dans le centre nord de l'Alberta ainsi qu'au gisement de Norman Wells dans les Territoires du Nord-Ouest, ont toutes servies à soutenir la capacité de production.

Ces dernières années, bon nombre des grandes accumulations appartenant à d'anciens récifs en Alberta ont enregistré une diminution sensible de leur productivité. A l'opposé, les gisements de Nisku dans la région de West Pembina, en Alberta, ont généralement obtenu un rendement supérieur à celui auquel on s'attendait, et produisent actuellement 14 000 mètres cubes par jour, soit 12 % de l'offre de pétrole brut léger de l'Alberta. Cependant, cette production commence elle aussi à manifester des signes de déclin et on prévoit qu'elle enregistrera une baisse rapide à court et à moyen terme. En conséquence, nous prévoyons que la capacité de production des réserves établies actuelles en Alberta baissera à un rythme d'environ 14 % par année pendant la période des projections.

En Saskatchewan, la baisse de la capacité de production des réserves actuellement établies se situera en moyenne à 12 % par année pendant toute la période des projections. Des découvertes récentes dans les régions de Macoun et de Minton ont partiellement compensé cette baisse de la capacité productive pour le pétrole brut léger provenant du sud-est de la Saskatchewan.

La Colombie-Britannique enregistre la diminution la plus lente de sa production provenant des réserves actuellement établies, soit un taux moyen annuel de 10 % pour la période des projections. La découverte récente et la mise en exploitation du champ Brassey a ralenti la baisse de la production.

Cette analyse de la capacité de production de pétrole brut léger à partir des réserves établies a donné pour résultat un taux annuel moyen de diminution de 13 % et une augmentation de l'indice de durée des réserves (IDR) de 9 à 16 pendant la période des projections (tableau A7-10, en annexe). Bien qu'une certaine augmentation de l'IDR est prévue, puisque à long terme, les gisements à plus faible productivité devrait contribuer à la production dans une plus grande proportion, nous avons considéré la probabilité d'une augmentation plus modeste de l'IDR à la lumière

des tendances antérieures qui démontrent que des activités comme le forage intercalaire ou le reconditionnement de puits ont tendance à accélérer la production d'un gisement. Nous avons donc ajusté en conséquence la capacité de production de pétrole brut léger afin que l'augmentation de l'IDR soit de 9 à 12 pendant la période des projections. Cela réduit la diminution moyenne de la production des réserves établies actuelles de 13 à 11 % environ. Cet ajustement ne reflète que les effets stimulateurs de la production du forage intercalaire et des reconditionnements de puits; les additions aux réserves et la capacité de production qui est associée à ces activités sont analysées séparément.

Nos estimations de la capacité de production des réserves établies en Alberta est légèrement inférieure à celle de l'OCREA, surtout parce que nous avons évalué différemment les réserves établies en nous fondant sur l'analyse du rendement des gisements dans certaines régions de la province.

Nous ne croyons pas que l'offre provenant des réserves établies soient très sensible à la fourchette des prix du pétrole utilisée dans notre analyse, nous n'avons donc pas ajusté ces projections pour les tests de sensibilité des prix élevés et bas du pétrole.

Nous nous attendons que les réserves établies des **régions pionnières** au large de la côte est apportent une contribution importante à l'offre au cours de la période des projections. Les champs Cohasset et Pahusset au large de la Nouvelle-Écosse devraient être mis en exploitation en 1992, sur une base saisonnière, à un rythme de production quotidienne moyenne de 2 600 mètres cubes. Le champ Hibernia au large de Terre-Neuve devrait commencer à produire en 1996 au rythme de 17 500 mètres cubes par jour. Des activités de mise en valeur de ces champs sont actuellement en cours et les rythmes projetés de production sont conformes aux plans des exploitants.

En ce qui concerne les autres régions pionnières, nous prévoyons que le champ Bent Horn dans les îles de l'Arctique continuera de produire des quantités mineures de pétrole brut pour l'expédition par pétroliers pendant l'été. Un nombre important d'incertitudes demeurent quant à l'estimation des réserves du champ Bent Horn; nous avons fait l'hypothèse que la production se poursuivrait jusqu'en 2006.

Les perspectives quant à la capacité de production des régions pionnières dans le scénario de référence sont présentées au tableau A7-11, en annexe. Nous prévoyons que les perspectives de l'offre provenant des réserves établies ne changeraient pas beaucoup dans les tests de sensibilité des prix bas et élevés.

7.3.1.2 Offre provenant des additions aux réserves

On prévoit que l'offre provenant des additions aux réserves de pétrole brut léger classique dans **l'Ouest du Canada** atteindra quelque 45 000 mètres cubes par jour d'ici la fin de la période des projections. Les projets de forages intercalaires, d'injections d'eau et de liquides miscibles associés aux ressources découvertes contribuent à cette offre pour environ 17 000 mètres cubes par jour et les ressources non découvertes pour environ 28 000 mètres cubes par jour (se reporter au tableau A7-8, en annexe). Cela ne permet pas de compenser la baisse de la capacité de production des gisements établis. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, l'offre provenant de ces additions aux réserves ne représentera, en 2010, qu'environ 11 000 mètres cubes par jour, et dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole, 61 000 mètres cubes par jour environ.

Les estimations de l'offre provenant des additions aux réserves sont ventilées par province au tableau A7-12, en annexe. Pour obtenir cette ventilation, nous avons fait l'hypothèse que l'offre provenant de chaque catégorie d'additions aux réserves est proportionnelle au potentiel restant de cette catégorie dans chaque province, tel que présenté au tableau A7-2, en annexe. Bien que cette hypothèse puisse ne pas être entièrement exacte, nous croyons qu'elle fournit un fondement raisonnable aux projections de la capacité de production des additions aux réserves par province.

Dans les **régions pionnières**, le champ Terra Nova devrait commencer sa production en 1997, ce qui représente près de 14 000 mètres cubes par jour d'offre additonnelle. Nous prévoyons la mise en valeur d'autres gisements dans la région au large de la côte est, pour lesquels les coûts de l'offre sont un peu plus élevés. Nous prévoyons que l'offre globale provenant de la région au large de la côte est s'élèvera à un peu plus de 40 000 mètres cubes par jour en 2003, desquels on estime que 23 000 mètres cubes par jour proviendront d'additions aux réserves. Nous nous attendons que la capacité de production se stabilisera ensuite à un niveau de 38 000 mètres cubes par jour environ pour le reste de la période des projections. Le tableau A7-11, en annexe, présente davantage de détails sur l'offre prévue des régions pionnières. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, la production atteindra 31 000 mètres cubes par jour en 1999, et enregistrera une baisse à partir de

2005. Dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole, la production atteindra 46 000 mètres cubes par jour en 2004 et demeurera à ce niveau pendant le reste de la période des projections.

Dans le scénario de référence aucune production n'est prévue dans la mer de Beaufort avant 2004, ce qui coïncide avec la mise en valeur projetée du gaz dans le delta du Mackenzie. Bien que la mise en valeur du pétrole et les pipelines qui s'y rattachent faciliteraient le transport des LGN, la construction simultanée d'un gazoduc et d'un oléoduc pourrait entraîner certaines difficultés logistiques. Pour les éviter, il est possible que les travaux de mise en valeur du pétrole et du gaz devront être faits les uns après les autres. Avec la construction de l'oléoduc commençant en 2002, nous prévoyons que la production de pétrole brut débutera en 2004 à un rythme quotidien de 12 000 mètres cubes. On s'attend que ce rythme de production se poursuivra après 2010 grâce à la mise en exploitation de plus petits gisements dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, nous ne prévoyons aucune production de pétrole brut dans cette région. Dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole, la production de pétrole brut commencera en 2000, et atteindra une crête de 19 000 mètres cubes par jour en 2003, puisque des gisements additionnels seront mis en production plus tôt que dans le scénario de référence.

7.3.2 Offre de pétrole brut lourd classique

Nos projections de l'offre de pétrole brut lourd classique englobent l'offre provenant des réserves établies et celle tirée des additions aux réserves dans le BSOC.

7.3.2.1 Offre provenant des réserves établies

Nous prévoyons que l'offre globale provenant des réserves actuellement établies de pétrole brut classique diminuera en passant de 46 000 mètres cubes par jour en 1989 à environ 2 000 mètres cubes par jour en 2010 (tableau 7-13, en annexe).

Depuis notre dernier rapport en 1988, l'offre de pétrole brut lourd classique a enregistré une hausse de 6 000 mètres cubes par jour environ. Bien que cette augmentation soit plus élevée qu'il était prévu, elle est conforme à la tendance à la hausse de l'offre de pétrole brut lourd classique que l'on a observée au cours de la décennie de 1980. Cette augmentation peut être attribuée, dans une large mesure, aux facteurs que voici :

- une augmentation générale du nombre de puits de pétrole brut en exploitation principalement attribuable aux nouvelles découvertes, aux agrandissements des gisements et au forage intercalaire;
- la diminution des coûts d'exploitation entraînant une meilleure rentabilité de la production de pétrole brut lourd;
- une augmentation globale de la capacité de traitement des liquides, particulièrement dans la région de Grand Forks dans le sud-est de l'Alberta;
- les innovations technologiques, y compris l'avènement récent du forage horizontal; et,
- la mise en oeuvre d'un certain nombre de projets de récupération améliorée, la plupart d'entre eux étant des projets à injection d'eau.

Nous prévoyons que l'Alberta et la Saskatchewan continueront d'apporter une contribution à peu près égale à l'offre de pétrole brut lourd et que l'IDR pour les réserves établies baissera pour passer de 8 à 6 pendant la période des projections.

7.3.2.2 Offre provenant des additions aux réserves

Nous prévoyons que l'offre provenant des additions aux réserves de pétrole brut lourd classique dans le BSOC augmentera pour atteindre près de 36 000 mètres cubes par jour au cours de la période des projections dans le scénario de référence. Comme pour le pétrole brut léger classique, cette hausse ne suffit pas pour compenser la baisse de la capacité de production des gisements établis. Les projets de forage intercalaire, d'injection d'eau et de récupération thermique liés aux autres ressources récupérables découvertes contribuent à ce total pour environ 10 000 mètres cubes par jour et les ressources récupérables non découvertes, pour environ 26 000 mètres cubes (se reporter au tableau A7-9, en annexe). Dans les tests de sensibilité des prix bas et élevés, l'offre attribuable aux additions aux réserves en 2010, se chiffre à 8 000 et 43 000 mètres cubes par jour, respectivement.

Les estimations de l'offre attribuable aux additions aux réserves par province sont présentées au tableau A7-12, en annexe. Comme pour le pétrole léger, nous avons supposé que l'offre attribuable à chaque catégorie d'additions aux réserves est proportionnelle au potentiel de cette catégorie par province, tel que présenté au tableau A7-2, en annexe.

7.3.3 Offre de pétrole brut synthétique provenant des installations minières intégrées

La production de pétrole synthétique à des fins commerciales à partir de gisements de bitume de l'Ouest du Canada a commencé en 1967 lorsqu'une usine intégrée d'exploitation et de valorisation propriété de Sunco Inc. qui en assumait l'exploitation, a commencé à produire du pétrole brut synthétique. Une deuxième usine intégrée, exploitée par Syncrude Canada Ltd. a été mise en service en 1978.

L'actuel niveau de production de pétrole brut synthétique de ces deux usines est de 33 000 mètres cubes par jour environ.

Nos projections comprennent quatre projets qui ajouteraient en tout environ 30 000 mètres cubes par jour à l'offre de pétrole brut synthétique, soit l'agrandissement de chacune des deux usines existantes et la construction de deux nouvelles usines. L'agrandissement ou le désengorgement des usines existantes devraient s'effectuer au milieu des années 1990, ce qui ajouterait 5 700 mètres cubes de pétrole brut synthétique d'ici la fin de la période des projections.

Le projet OSLO pour lequel l'on prévoit une production de pointe d'environ 13 000 mètres cubes par jour, devrait entrer en production en 2005. Cette date de mise en service est fondée sur nos estimations des coûts du projet par rapport à notre courbe des prix projetés du pétrole brut. La date cible de mise en service du projet qui a été annoncée est 1997, et bien qu'à l'heure actuelle, des délais d'exécution du projet semblent inévitables, il serait possible de devancer le début des activités de production si un niveau de gouvernement ou les deux accordaient des encouragements fiscaux, ou si les promoteurs du projet avaient une autre perception des prix du pétrole; la date de mise en service du projet pourrait alors être antérieure à celle figurant dans nos projections. Un autre projet d'extraction est également inclu dans notre scénario de référence des projections concernant le pétrole brut synthétique; il sera de la même envergure que le projet OSLO et commencera sa production en 2009.

Dans le scénario de référence, la production de pétrole brut synthétique à partir du bitume extrait augmente d'environ 59 000 mètres cubes par jour d'ici la fin de la période des projections. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, nous supposons que seulement les installations existantes de Suncor et Syncrude seront agrandies et que la production atteindra 38 000 mètres cubes par jour en 2010. Quant au test de sensibilité des prix élevés du pétrole, l'échéancier des deux nouveaux projets est avancé à 1998 et 2005 comparativement à 2005 et 2009 dans le scénario de référence, et un troisième projet d'exploitation est prévu pour la fin de la période des projections. De plus, dans ce scénario, la production de brut synthétique atteindra 74 000 mètres cubes par jour d'ici la fin de la période des projections.

7.3.4 Offre de bitume brut

Au cours des années 1970, le bitume produit à partir de projets in situ commençait à contribuer à l'offre, et vers le milieu des années 1980, cette tendance s'est raffermie. Cependant, les projets in situ de récupération à des fins commerciales n'exploitent toujours qu'une infime partie des gisements de bitume au Canada, et la production cumulative de ces projets, et du grand nombre de projets expérimentaux qui mettent à l'essai des techniques de récupération avant que l'exploitation commerciale ne soit considérée, n'était que de 38 millions de mètres cubes à la fin de 1989. Les niveaux actuels de production sont de quelque 20 000 mètres cubes par jour.

On prévoit que le bitume sera produit à des projets de récupération in situ déjà existants aux gisements de Cold Lake, de Peace River et d'Athabasca et à des nouveaux projets mis en oeuvre pendant la période des projections. Le calendrier de production pour les nouveaux projets ou les agrandissements aux installations existantes a été établi à partir des estimations du coût de l'offre pour des projets d'extraction typiques dans chacune des régions productrices de bitume et des prix du bitume au gisement calculés en utilisant les différences entre les prix du brut léger et du brut lourd qui font l'objet de la section 7.3.6.1. Les agrandissements aux installations existantes et les nouveaux projets qui sont compris dans ces projections sont, de manière générale, des projets qui ont été identifiés en tant que sources possibles de l'offre future de bitume mais qui n'ont pas encore démarré en raison des prix trop bas. On a fixé le commencement de la production de ces projets à trois ans environ après que le prix du bitume au gisement aura atteint les coûts d'offre estimés pour le projet donné. Ce report du début de la mise en production a pour objet de tenir compte de l'hésitation des producteurs à investir dans ce genre de projets sans obtenir l'assurance que les niveaux de prix qui garantiraient leur rentabilité soient maintenus pendant une période de temps raisonnable.

L'offre de bitume connaîtra une augmentation au début de la

période des projections pour atteindre près de 73 000 mètres cubes par jour en 2010 (tableau A7-14, en annexe). Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, l'offre de bitume se maintient, surtout celle provenant des projets actuellement en exploitation, à peu près au niveau actuel de production jusqu'à vers la fin de la période des projections au moment où les prix seront assez élevés pour stimuler des agrandissements mineurs. Dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole, l'offre de bitume augmente plus rapidement que dans le scénario de référence, pour atteindre 92 000 mètres cubes par jour en 2010.

7.3.5 Offre de pentanes plus et besoins en diluants

Les pentanes plus sont obtenus à partir de la production de gaz naturel mais sont compris parmi les composantes de l'offre de pétrole brut et équivalents parce que, comme le pétrole brut, ils sont utilisés en tant que charges d'alimentation dans les raffineries. Les pentanes plus font partie des liquides de gaz naturel et ont été étudiés plus en détail au chapitre 8 qui traite des projections de l'offre de gaz naturel. L'offre prévue de pentanes plus présentée au tableau A7-14, en annexe, comprend les volumes associés à la production de gaz naturel dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, et au large de la côte est. La production de liquides de gaz naturel et de pétrole brut provenant de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort exigera la construction d'un oléoduc entre le delta du Mackenzie et le lac Zama, en Alberta. À supposer que la mise en valeur du gaz naturel précède celle du prétrole brut , l'avancement de la construction de l'oléoduc entre le delta du Mackenzie et celui à plus petit diamètre du lac Zama jusqu'à Norman Wells serait une possibilité qui permettrait de transporter les pentanes plus et les autres liquides associés à la production du gaz jusqu'aux marchés avant que la production de pétrole ne commence au champ Amauligak. Le tronçon restant du nouvel oléoduc jusqu'au lac Zama pourrait alors être construit en fonction du calendrier d'exploitation du pétrole.

Certaines quantités de pétrole brut lourd classique et toute la production de bitume sont diluées, généralement avec des pentanes plus, afin de réduire leur viscosité et de faciliter leur transport par pipeline. L'offre de pentanes plus et les besoins en diluants sont identifiés séparément au tableau A7-14, en annexe. Les besoins nets en diluants peuvent être obtenus en soustrayant le diluant recyclé[1] des besoins bruts en diluants. Dans nos projections, nous avons soustrait les besoins nets en diluants de l'offre disponible de pétrole brut léger et équivalents et l'avons ajoutée à l'offre de pétrole brut lourd. Par conséquent, l'offre disponible de pentanes plus ne contribue pas en entier à l'offre de pétrole brut léger.

Le fait que l'on utilise soit du pétrole brut lourd, soit du bitume comme charge d'alimentation des installations de valorisation, détermine le volume de diluant qui sera requis pour le mélange. En moyenne, il faut ajouter 0,43 mètres cubes environ de diluant pour chaque mètre cube de bitume produit. Le pétrole brut lourd classique provenant de certaines régions ne requiert que très peu de diluant ou pas du tout, alors que le brut lourd provenant de la région de Lloydminster, exige environ 0,27 mètres cubes de diluant par mètre cube de production. Le brut lourd classique servant à alimenter l'usine de valorisation Co-op exige moins de diluant que le bitume dilué dont on prévoit l'utilisation en tant que charge d'alimentation primaire de l'usine de valorisation Bi-Provincial et des futures installations d'Edmonton. Nous présumons que tout le diluant reçu aux futures installations de valorisation sera recyclé. L'usine Co-op actuellement en exploitation ne recycle pas le diluant, mais elle traite plutôt l'ensemble de la charge d'alimentation.

L'offre totale de pentanes plus semble convenir pour satisfaire les besoins nets en diluants pendant la période des projections, cependant les pentanes plus peuvent être utilisés à d'autres fins. Selon l'importance de ces autres besoins et compte tenu de nos projections de l'offre de pétrole brut lourd et de bitume, l'utilisation du pétrole brut léger, ou de ses dérivés comme le naphta, pourrait devenir nécessaire pour satisfaire l'ensemble des besoins prévus en diluants. A moins qu'il n'y ait une augmentation notable d'"autres" besoins en pentanes plus, nous ne prévoyons pas la nécessité d'avoir recours à des diluants de remplacement jusqu'à la période postérieure à l'an 2000.

Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, l'offre de pentanes plus dépasse les besoins en diluants pendant toute la période des projections. Cependant, dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole, des substituts aux pentanes plus seront nécessaires vers le milieu des années 1990 pour répondre aux besoins globaux en diluants.

---

1 Les diluants recyclés proviennent des installations de valorisation et des raffineries en Alberta et en Saskatchewan qui utilisent le brut lourd ou le bitume pour la production ou la valorisation et qui sont en mesure de retourner le diluant au gisement au moyen d'oléoducs spéciaux.

7.3.6 Pétrole brut synthétique obtenu par valorisation

La hausse de l'offre de bitume a posé certains problèmes à savoir si l'offre de pentanes plus en tant que diluant était adéquate et si les volumes additionnels de brut lourd mélangé étaient commercialisables (c'est-à-dire le bitume mélangé et le pétrole brut lourd classique mélangé). En conséquence, on a proposé que des usines de valorisation puissent convertir du bitume ou du pétrole brut lourd classique de faible prix en un pétrole brut léger synthétique de plus grande valeur. Une installation de valorisation de ce genre utilisant du pétrole brut lourd classique en tant que charge d'alimentation est actuellement exploitée par Newgrade Energy Inc. à la raffinerie Co-op de Regina. Cette raffinerie a modifié sa charge d'alimentation en passant du pétrole brut léger classique au pétrole brut synthétique et utilise maintenant presque toute la production de cette usine de valorisation. Les surplus de pétrole synthétique sont vendus à d'autres raffineries. La construction d'une deuxième installation de valorisation distincte dans la région de Lloydminster a été entreprise. Cette usine de valorisation nommée "Bi-provincial", n'est pas associée à une raffinerie et devrait entrer en service en 1993. Nous prévoyons que sa charge d'alimentation sera constituée de brut lourd, de bitume et de brut lourd semi raffiné.

Le degré de rentabilité de la valorisation dépend avant tout des différences de prix entre les bruts lourds, y compris le bitume, et le pétrole brut léger. Dans les paragraphes ci-dessous, nous examinerons plus en profondeur les différences entre les prix du brut léger et du brut lourd, et l'offre de pétrole brut synthétique provenant des usines de valorisation.

7.3.6.1 Différences de prix

Les prix du bitume et du brut lourd sont inférieurs aux prix de référence du pétrole brut léger. Cet écart entre les prix, souvent nommé la "différence de prix", est principalement dû à la qualité du brut lourd ou du bitume par rapport au brut léger de référence. A titre d'exemple, plus la viscosité est élevée, plus la différence de prix sera grande et le prix sera bas.

Des coûts supplémentaires de raffinage sont généralement nécessaires afin de valoriser le pétrole brut lourd classique et le bitume pour les transformer en pétrole brut synthétique de plus grande valeur. Cette valorisation est intéressante du point de vue économique lorsque les différences de prix sont supérieures aux coûts de la valorisation. La viabilité économique des projets de valorisation est donc, dans une large mesure, soumise à l'importance de la différence de prix entre les bruts lourd et léger. Selon le type et l'emplacement d'une installation, les coûts additionnels découlant du traitement de la valorisation, qui devront être récupérés, peuvent varier d'environ 45 $ CAN/m^3 à 75 $ CAN/m^3 (6 à 10 $ US (1990) le baril). L'ajout d'installations de valorisation à certaines raffineries américaines se situerait au bas de la fourchette des prix et la construction d'usines de valorisation distinctes en Alberta se situerait à l'extrémité supérieure de la fourchette. Les coûts de la valorisation aux raffineries existantes à Edmonton tomberaient à peu près au milieu de cette fourchette.

Ces dernières années, les différences de prix moyennes ont été d'environ 38 $ CAN/m^3 (5 $ US le baril). Bien que les changements récents survenus à la configuration de l'offre de pétrole brut par suite de l'occupation du Koweït par l'Iraq, aient eu pour effet d'augmenter ces différences de prix, nous ne croyons pas que cette tendance soit représentative des perspectives à plus long terme. Nous prévoyons, dans le scénario de référence, qu'il y aura une croissance modérée des différences de prix pour les pétroles bruts léger et lourd nationaux pendant la période d'étude, qui passeront de 5 $ US le baril environ qu'elles étaient avant l'invasion, à 7,50 $ US le baril ($ 1990) en 2010. Ces projections sont fondées sur des consultations avec le milieu et sur les observations que voici :

- il se produira probablement des hausses graduelles de la part des pétroles bruts dans l'offre mondiale de pétrole brut à mesure que l'exploitation des gisements de brut lourd et de bitume deviendra plus attirante suivant les perspectives des prix du pétrole brut du scénario de référence;

- avec la hausse des prix du pétrole brut, on s'attend que l'offre intérieure de brut lourd augmente, particulièrement en conséquence de l'accroissement de la production de bitume;

- les approvisionnements nationaux de brut léger aux États-Unis et au Canada sont en déclin, alors qu'au même moment, la demande pour les produits pétroliers légers demeure relativement élevée;

- alors que le besoin de valorisation augmente en conséquence des facteurs énumérés ci-dessus, on s'attend que les coûts liés à l'ajout d'installations de valorisation aux raffineries augmenteront puisqu'elles sont de moins en moins aptes à recevoir ce

genre de modification (simultanément, les limites de capacité du réseau de transport pourraient restreindre l'accès aux raffineurs dans le nord des États-Unis, à de nouvelles sources d'approvisionnement provenant de l'étranger.)

Nous reconnaissons toutefois que la différence de prix est influencée par l'interaction complexe de nombreux facteurs. Par exemple, la hausse de l'offre provenant des vastes réserves mondiales de brut léger et l'augmentation de la capacité pipelinière américaine permettant d'expédier ce pétrole brut au marché de Chicago, pourraient neutraliser quelques-uns des facteurs à l'origine des différences de prix plus élevées. Il est donc difficile d'établir avec certitude des projections des futures différences de prix. Les conséquences des différentes hypothèses quant à l'influence des différences de prix entre les pétroles bruts léger et lourd sur la valorisation et les exportations de brut lourd, sont analysées à la section subséquente et à la section 7.4.2.2, respectivement.

Les prix du pétrole brut léger tels que prévus selon le test de sensibilité des prix bas du pétrole découragent l'exploitation de brut lourd et de bitume, ce qui aura pour effet d'entraîner une offre plus faible et de diminuer le besoin d'agrandissement des installations de valorisation. Dans ce test, nous prévoyons que les différences demeureront relativement faibles à 5 $ US le baril. Par contre, dans le test de sensibilité élevé, nous prévoyons qu'avec l'accroissement de la disponibilité de l'offre, les différences augmenteront plus rapidement que dans le scénario de référence, pour atteindre 7,50 $ US le baril d'ici l'an 2000, et se stabiliseront ensuite pendant le reste de la période des projections. Nous n'avons pas prévu une augmentation de la différence au-delà du 7,50 $ US le baril, parce que ce niveau nous paraît assez élevé pour encourager la valorisation dans la majorité des cas.

Nous prévoyons qu'à des prix du brut supérieurs à 30 $ US le baril, une installation intégrée d'extraction et de valorisation du bitume serait assez rentable. Les producteurs consultés ont indiqué qu'ils n'hésiteraient probablement pas à ajouter une installation de valorisation dans leurs plans d'exploitation du bitume si ces prix se matérialisaient.

7.3.6.2 Offre provenant des usines de valorisation

Lorsqu'elles seront en pleine exploitation, les usines de valorisation Co-op et Bi-Provincial devraient avoir des besoins en charges d'alimentation se chiffrant à 16 300 mètres cubes par jour, et produire du brut synthétique à un rythme de 14 400 mètres cubes par jour (se reporter au tableau A7-14, en annexe).

Des différences accrues et une hausse des prix du diluant entraînée par l'augmentation de la demande de diluants associée à l'accroissement de la production de bitume, pourraient stimuler l'investissement dans la construction d'installations de valorisation aux raffineries d'Edmonton, où le diluant compris dans les charges d'alimentation peut être récupéré et recyclé pour un usage ultérieur. Cependant, les immenses sommes nécessaires et certains aspects financiers marginaux font que la construction d'installations de valorisation au Canada, outre les usines Co-op et Bi-Provincial, demeure très incertaine.

Dans notre scénario de référence, nous avons supposé qu'une installation de valorisation serait construite à une raffinerie d'Edmonton et entrerait en fonction en 2004. La charge d'alimentation pour ces installations devrait s'élever à 8 300 mètres cubes par jour de bitume mélangé. Avec cette installation supplémentaire, la charge d'alimentation en brut lourd mélangé nécessaire pour la valorisation pourrait atteindre 25 000 mètres cubes par jour d'ici la fin de la période des projections. Le bitume sera ainsi converti en 20 500 mètres cubes par jour environ de pétrole brut synthétique, et 4 500 mètres cubes par jour de diluant pourront être recyclés. En supposant que ce projet se réalisera et que le potentiel d'exportation décrit à la section 7.4.2.2 se concrétisera, nous croyons qu'il y aura un marché suffisant pour absorber l'offre de bitume prévue dans le scénario de référence.

Dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole nous prévoyons deux usines de valorisation à Edmonton, alors que dans le test de sensibilité bas, nous n'en prévoyons aucune.

Il demeure des incertitudes quant à la réalisation des projets de valorisation à Edmonton, car elle est soumise aux futures différences de prix, au coût de valorisation (qui sera influencé par les innovations technologiques mises en oeuvre pendant la période des projections) et à d'autres facteurs. Des différences de prix inférieures à celles figurant dans nos projections signifieraient des prix plus élevés pour le bitume, ce qui permettrait une exploitation plus rentable, selon les prix projetés dans notre scénario de référence, et entraîner une augmentation supplémentaire de l'offre de bitume. Dans la mesure où les différences de prix seront insuffisantes pour justifier l'investissement dans des installations de valorisation à Edmonton, l'offre

additionnelle devrait être absorbée par le marché d'exportation. Une analyse des marchés d'exportation est présentée à la section 7.4.

7.3.7 Offre globale

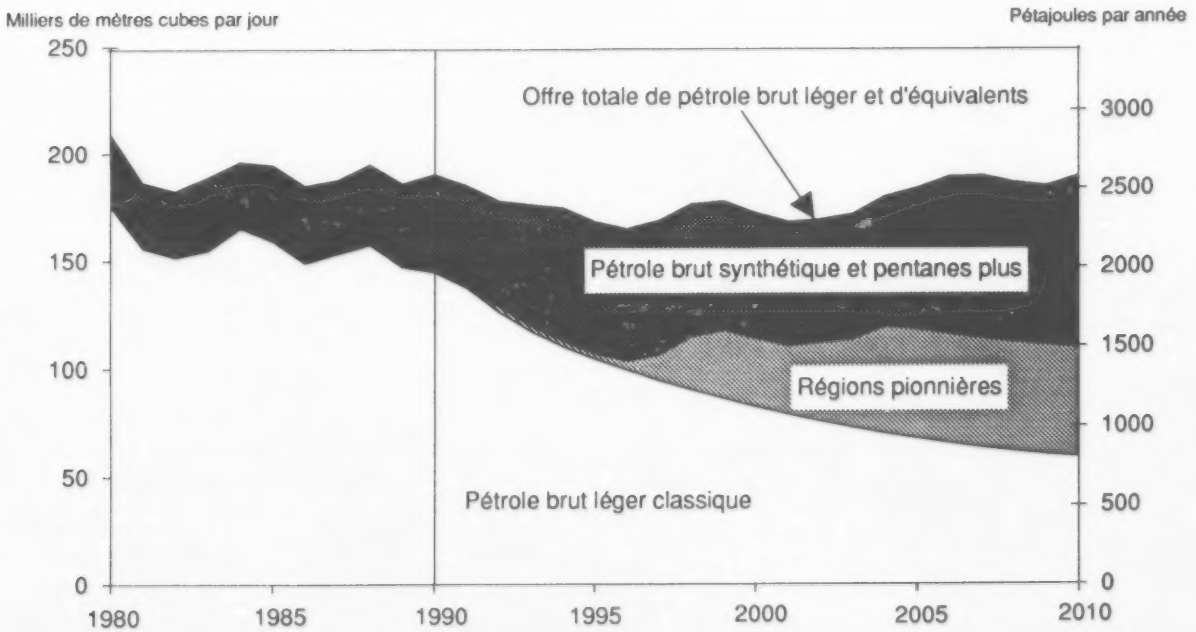
Dans cette section, nous regroupons les diverses composantes des projections de l'offre, d'abord dans les projections relatives à l'offre globale de pétrole brut léger et équivalents et à l'offre disponible globale et nette de pétrole brut lourd mélangé et, ensuite, dans les projections de l'offre globale de pétrole brut et équivalents.

7.3.7.1 L'offre de pétrole brut léger

L'offre de pétrole brut léger et équivalents comprend le brut léger classique tiré du BSOC, les pétroles classiques provenant des régions pionnières, le brut synthétique obtenu dans des usines d'extraction intégrées et des installations de valorisation in situ du bitume, et tous les pentanes plus qui ne sont pas utilisés pour diluer le bitume. Dans le scénario de référence, l'offre globale de pétrole brut léger, à la fin de la période des projections, est à peu près identique à ce qu'elle était en 1989 et 1990 (figure 7-14). Bien que l'offre de pétrole brut classique provenant de l'Ouest du Canada diminue régulièrement, le commencement prévu de l'exploitation des gisements au large de la côte est et d'autres régions pionnières, ainsi que l'augmentation prévue de l'offre de pétrole brut synthétique obtenu par la valorisation du pétrole brut lourd et du bitume, compensent largement cette baisse. Cependant, l'augmentation de l'offre de pétrole brut synthétique ne suffit pas à elle seule à neutraliser la baisse de l'offre de pétrole brut léger classique provenant de l'Ouest du Canada. Les projections pour chacune des composantes de l'offre sont présentées au tableau A7-14, en annexe. L'offre de pétrole brut léger et équivalents diminue de 13 % environ entre 1990 et 1996. La mise en exploitation d'Hibernia en 1996, combinée au début de la production des régions du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort en 2004 et à une hausse de la production de brut synthétique obtenue grâce aux installations minières intégrés et de valorisation neutraliseront largement la baisse soutenue de la production de pétrole brut léger classique dans l'Ouest canadien pendant le reste de la période des projections.

Ces projections supposent un changement important des sources d'approvisionnement nationales en pétrole brut léger. Alors que le brut léger classique du BSOC contribuait à l'offre globale de brut léger pour environ 78 % en 1989, il contribuera pour seulement 31 %

Figure 7-14
Offre de pétrole brut léger et d'équivalents



en 2010. Les bruts synthétiques et l'approvisionnement provenant des régions pionnières représenteront alors 42 et 20 %, respectivement, de l'offre globale de pétrole brut léger.

Il demeure un grand nombre d'incertitudes dans les projections concernant le pétrole brut léger et équivalents, particulièrement en ce qui a trait à l'échéancier et à la mise en valeur de nouveaux projets comme ceux situés dans les régions pionnières et ceux reliés à l'offre de pétrole synthétique. L'échelonnement de ces projets est très sensible aux prix du pétrole brut et aux régimes fiscaux applicables.

7.3.7.2 Offre de pétrole brut lourd

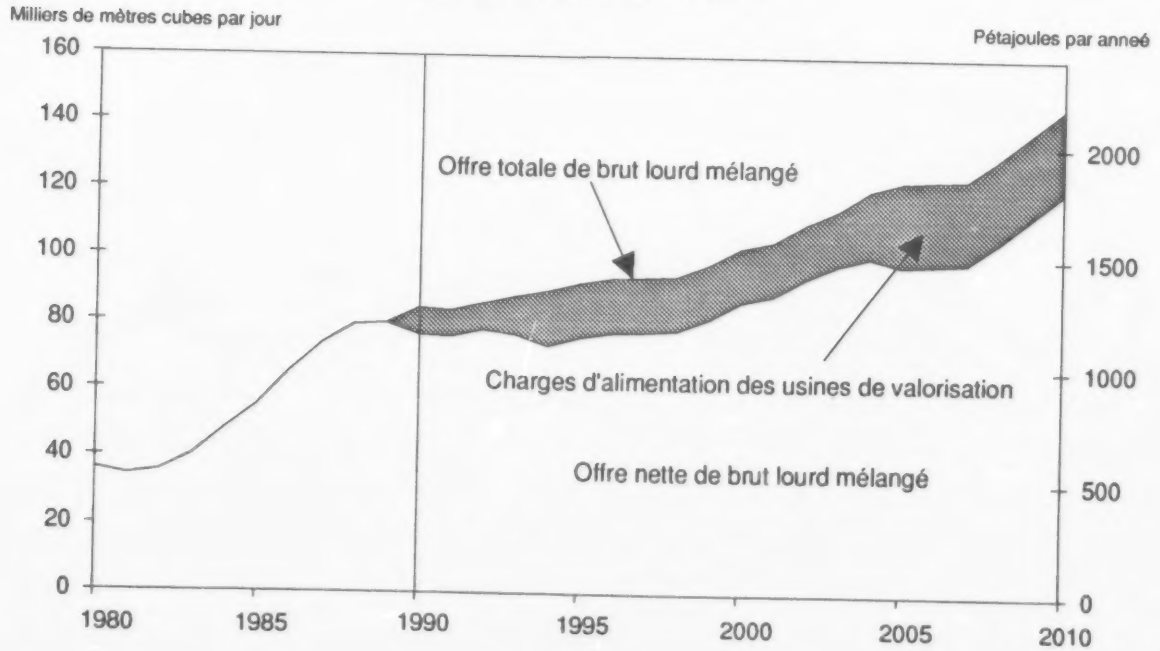
Les projections de l'offre de pétrole brut lourd mélangé englobent le pétrole brut classique provenant de réserves établies et d'additions aux réserves, le bitume extrait in situ et le diluant nécessaire au mélange. Le brut lourd mélangé qui sera utilisé en tant que charge d'alimentation pour la valorisation est soustrait de l'offre globale de brut lourd mélangé afin d'obtenir le volume net de brut lourd mélangé disponible comme charge d'alimentation pour les raffineries. La figure 7-15 illustre l'offre globale de pétrole brut lourd mélangé, y compris le diluant, de même que la répartition de l'offre disponible de brut lourd utilisé pour alimenter les raffineries et du volume prévu destiné aux installations de valorisation. L'offre globale de pétrole brut lourd mélangé augmente de 86 % environ au cours de la période des projections, alors que l'offre nette disponible de brut lourd mélangé s'accroît de 54 % environ.

Les projections relatives à chacune des composantes de l'offre sont présentées au tableau A7-14, en annexe.

La production de pétrole brut lourd classique demeure relativement constante au début de la période des projections, et enregistrera une baisse par la suite. L'offre de pétrole brut lourd classique en 2010 atteindra environ 76 % du niveau de 1990. La baisse de l'offre de brut lourd classique est plus que compensée par l'augmentation de l'offre de bitume, qui augmentera de 25 % environ pour atteindre quelque 73 000 mètres cubes par jour en 2010; ce qui entraînera une hausse proportionnelle des besoins en diluant. Alors que la production de brut lourd classique contribuait pour 59 % environ de l'offre globale de pétrole brut lourd mélangé en 1990, on s'attend que sa contribution n'atteindra que 26 % en 2010.

Une partie du pétrole brut lourd sert de charge d'alimentation pour les usines de valorisation et est donc converti en brut synthétique léger, avec la possibilité de recy-

Figure 7-15
Offre de pétrole brut lourd



cler une certaine quantité du diluant utilisé. Les besoins en charges d'alimentation des usines de valorisation aumenteront au cours de la période des projections avec l'ajout de nouvelles installations de valorisation, pour atteindre près de 25 000 mètres cubes par jour en 2010. L'offre disponible de pétrole brut lourd mélangé, moins les besoins en charge d'alimentation des usines de valorisation, s'accroîtra de 58 % environ entre 1990 et 2010, pour atteindre quelque 121 000 mètres cubes par jour, ce qui constitue l'offre disponible de pétrole brut lourd mélangé en tant que charge d'alimentation des raffineries.

Il demeure énormément d'incertitudes quant à l'offre de pétrole brut lourd, particulièrement en ce qui a trait à l'extraction du bitume qui est sensible aux prix ainsi qu'aux marchés. Comme nous l'avons déjà mentionné, les besoins en charges d'alimentation des usines de valorisation sont aussi très incertains en raison de la vulnérabilité des projets de valorisation à la fluctuation des prix.

7.3.7.3 Offre globale de pétrole brut et équivalents

Dans l'ensemble, nous prévoyons que l'offre de pétrole brut et équivalents augmentera de 16 % environ au cours de la période d'étude. La contribution croissante, pendant la période des projections, du pétrole brut synthétique, des approvisionnements provenant des régions pionnières, et de la production de pentanes plus et de bitume, aura pour effet de compenser la diminution de la production des pétroles bruts classiques, lourd et léger, provenant du BSOC (figure 7-16).

Alors que le volume total disponible de pétrole brut et équivalents varie légèrement, la qualité du pétrole brut et la répartition régionale de l'offre change considérablement. Cette évolution de la composition est décrite à la figure 7-17. En 1990, toute l'offre provenait de l'Ouest du Canada, de ce total 71 % était du pétrole brut et équivalents et 29 % était du pétrole brut mélangé. Nous prévoyons que d'ici la fin de la période des projections, environ 45 % de l'offre globale de pétrole brut devrait être constituée de brut léger et équivalents provenant de l'Ouest du Canada, dont 4 % sera tiré de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, et 12 % sera extrait des régions au large de la côte est. Nous nous attendons que la part du pétrole brut lourd augmentera pour atteindre 39 % en 2010.

La mesure avec laquelle ces projections de l'offre se réaliseront sera déterminée par de nombreux facteurs dont le plus important est l'évolution des prix du pétrole brut pendant la période d'étude.

Figure 7-16
Offre totale de pétrole brut léger et d'équivalents

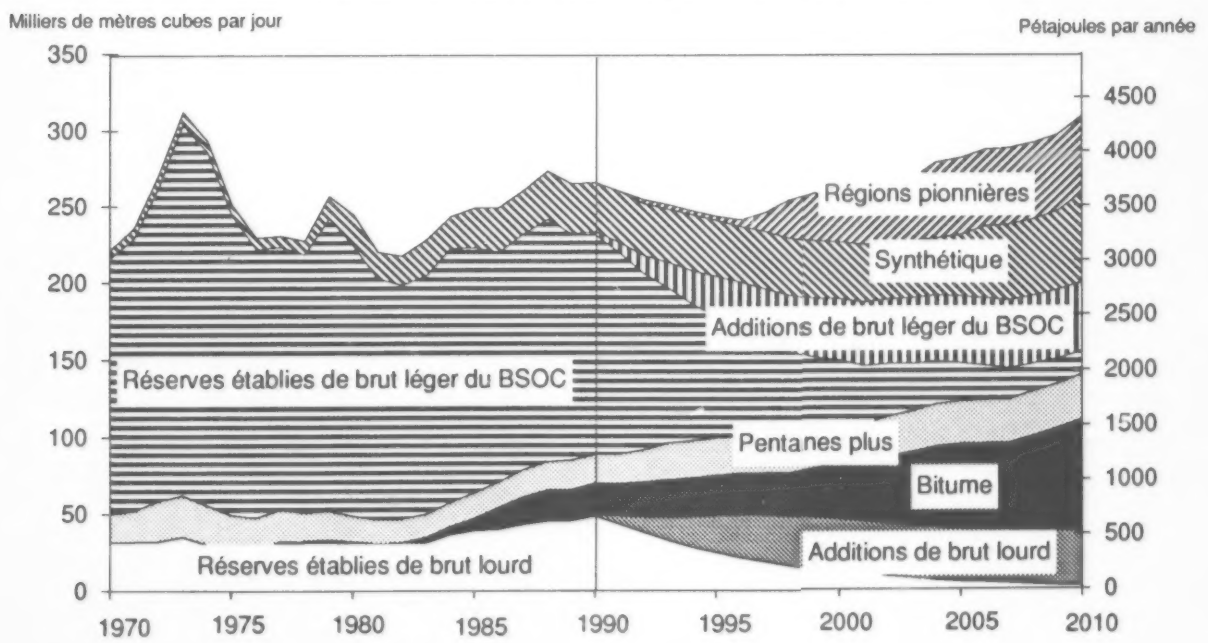
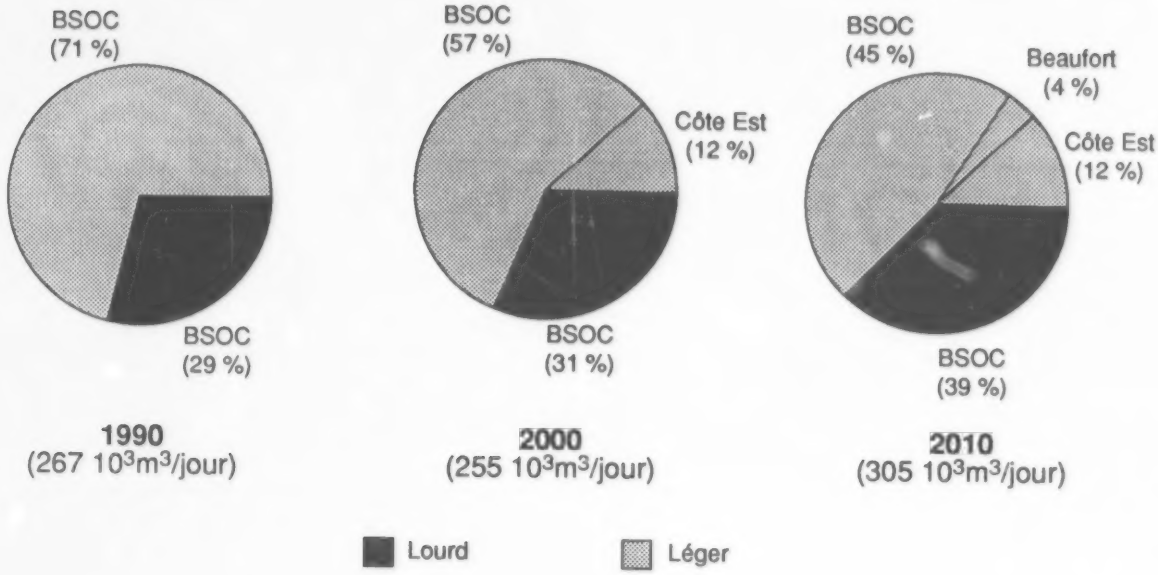


Figure 7-17
Composition et provenance de l'offre de pétrole brut et d'équivalents



Les changements importants de la composition et de la source de l'offre de pétrole brut présentée dans notre scénario de référence pendant la période d'étude, auront une incidence sur la configuration des raffineries au Canada et sur le réseau de transport du pétrole brut. Les conséquences de ces changements seront étudiées plus en détail ultérieurement dans ce chapitre.

7.3.7.4 Sensibilité aux prix de l'offre de pétrole brut

Le prix ne constitue qu'une des composantes de l'incertitude qui pourrait influencer nos projections de l'offre de pétrole brut. Cependant, dans nos tests de sensibilité, nous avons mis l'accent sur les prix du brut parce que les perspectives des prix peuvent changer rapidement et qu'ils ont un effet déterminant sur l'offre de pétrole brut dans la fourchette des prix utilisée pour notre analyse. Les limites supérieures et inférieures de notre fourchette des prix du pétrole brut ont été examinées au chapitre 2.

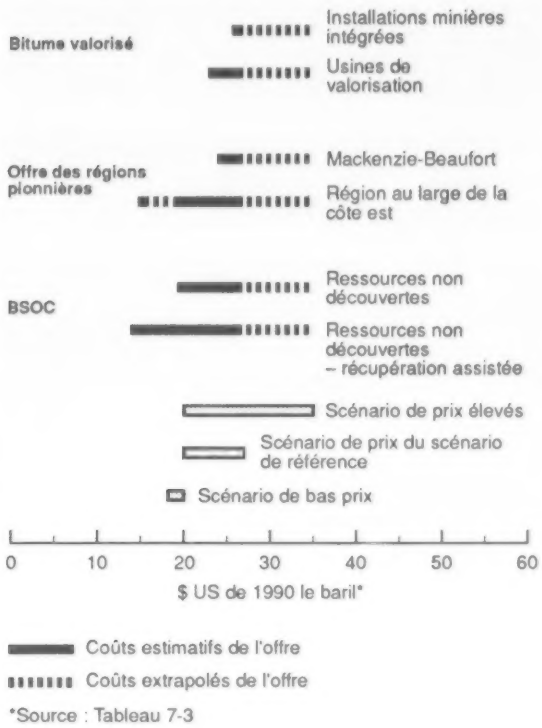
La figure 7-18 compare l'échelle des coûts de l'offre dans notre analyse des trois scénarios des prix du pétrole brut et illustre l'incidence d'autres perspectives de prix sur la viabilité économique de sources d'approvisionnement en particulier.

Les perspectives de **l'offre de pétrole brut léger et équivalents** ne sont pas très sensibles aux prix à court terme, car d'importants projets qui pourraient être devancés ou reportés en fonction des modifications des perspectives des prix, ont de longs délais d'exécution et parce que de plus grandes additions aux réserves de pétrole brut classique de l'Ouest du Canada, dans notre test de sensibilité des prix élevés du pétrole, sont largement compensées par des besoins accrus en diluants servant à mélanger le brut lourd classique et le bitume. A plus long terme, les modifications au calendrier de mise en exploitation de plusieurs grands projets auront une incidence marquée sur l'offre telle que prévue dans le scénario de référence (figure 7-19).

Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, aucune nouvelle usine d'extraction intégrée ou de valorisation ne sera construite et la mise en valeur de nouveaux gisements dans les régions pionnières sera limitée aux projets en cours (Hibernia, Cohasset et Panuke) et au projet Terra Nova, qui est viable

Figure 7-18

Comparaison de différents coûts de l'offre et du scénario de prix du pétrole brut



*Source : Tableau 7-3

en vertu des projections du test de sensibilité bas et qui, dans le scénario de référence, commencera sa production en 1998.

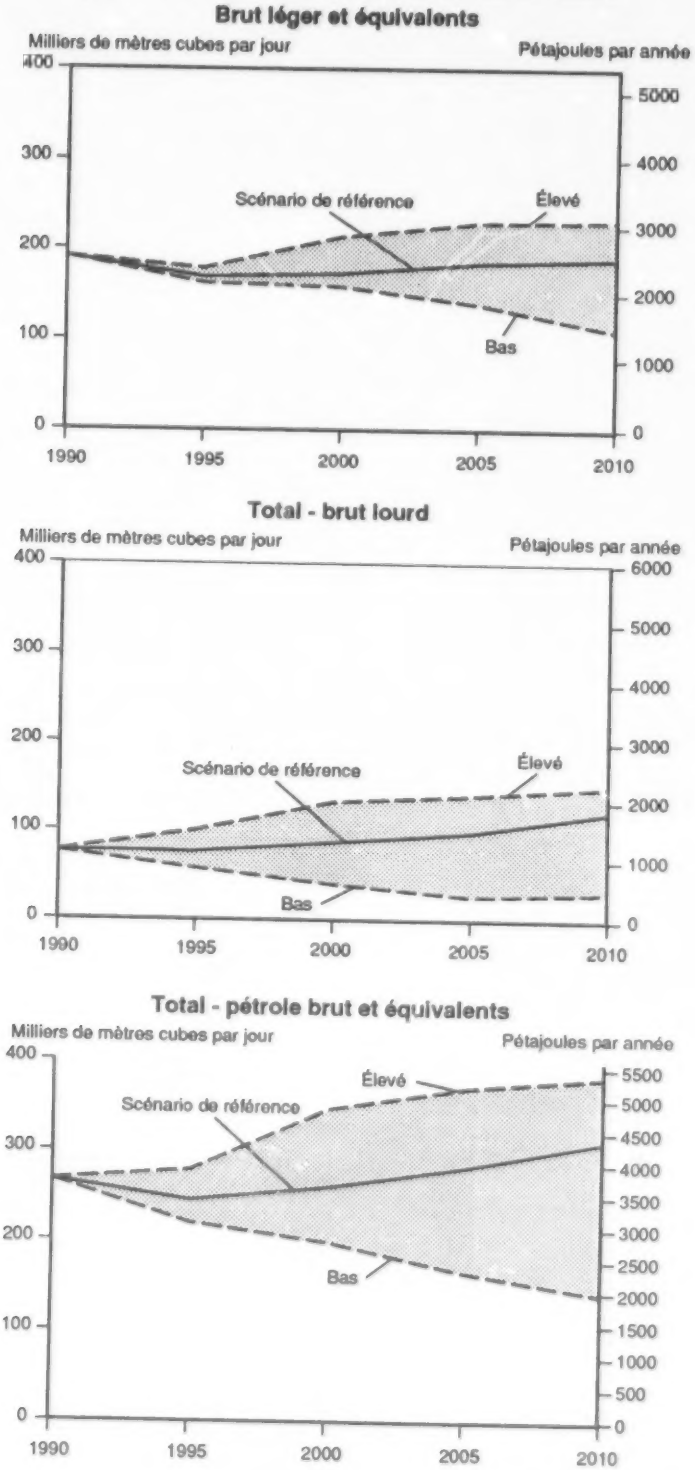
Dans le test de sensibilité élevé, on prévoit que les prix plus élevés du pétrole brut accéléreront la mise en valeur des sables bitumineux. Dans ce scénario, nous avons donc inclu trois usines d'extraction intégrées, comparativement à deux dans le scénario de référence. Bien que ces niveaux de prix élevés permettraient une mise en valeur plus dynamique des sables bitumineux, nous croyons que ces projets seront probablement construits à quatre années d'intervalle, en raison de leur importance et de la main-d'oeuvre spécialisée qui est nécessaire pour la construction et l'exploitation de ces usines. On s'attend que l'offre accrue de bitume augmente les différences de prix, par conséquent, nous avons inclu deux usines de valorisation à Edmonton, au lieu d'une seule. Enfin, nous avons devancé l'approvisionnement provenant des régions pionnières, le calendrier des projets étant établi de la même manière que dans le scénario de référence. Terra Nova commencera sa production en 1997. De nouvelles mises en valeur dans la région extracôtière mèneront à une stabilisation du niveau de production autour de 46 000 mètres cubes par jour en 2004, comparativement à environ 38 000 mètres cubes par jour dans le scénario de référence. De plus, la production tirée du champ Amauligak dans la mer de Beaufort, débutera en 2000, plutôt qu'en 2004, et l'offre globale provenant de cette région atteindra environ 19 000 mètres cubes par jour plutôt que les 12 000 mètres cubes qui avaient été prévus dans le scénario de référence. Cependant, ce test des prix élevés pourraient ne pas refléter toutes les possibilités d'exploitation du bitume et des autres ressources dans les régions pionnières, et un niveau d'offre un peu plus élevé pourrait être obtenu si ces prix se concrétisaient.

Les perspectives d'**offre nette disponible de pétrole brut mélangé** sont dominées par l'incidence de scénarios des prix différents sur les projections de l'offre de bitume et par l'évolution des besoins en charges d'alimentation des usines de valorisation. Les scénarios reflètent également des changements dans les besoins en diluants pour le bitume.

Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, la mise en valeur de nouveaux projets d'extraction du bitume n'est pas rentable jusqu'à vers la fin de la période des projections. On prévoit généralement que les projets qui sont actuellement en cours continueront leurs activités, ce qui maintiendra l'offre de bitume assez stable jusqu'à 2006 environ, alors que les prix atteindront un niveau suffisant pour garantir la mise en exploitation de nouveaux projets. La baisse générale de l'offre nette disponible de pétrole brut lourd mélangé qui se poursuivra jusqu'en 2006 (figure 7-19) est donc essentiellement attribuable à la baisse de l'offre de pétrole brut lourd classique, puisque les prix plus bas du pétrole brut auront pour effet de diminuer les additions aux réserves par rapporot au scénario de référence. (Les besoins en charge d'alimentation des usines de valorisation demeureront inchangés après 1994, au moment où l'on prévoit que l'usine Bi-Provincial sera entièrement opérationnelle.)

Figure 7-19

Capacité totale de production de pétrole brut et d'équivalents du Canada



Dans le test de sensibilité des prix élevés du pétrole, nous prévoyons que l'offre de pétrole brut classique augmentera graduellement pour atteindre environ 60 000 mètres cubes par jour d'ici 1998, en raison d'additions aux réserves supérieures au scénario de référence, et baissera ensuite jusqu'aux niveaux actuels vers la fin de la période des projections. L'offre de bitume augmente substantiellement pendant la période d'étude, pour atteindre un niveau de quelque 90 000 mètres cubes par jour en 2010, alors que les besoins en charge d'alimentation des usines de valorisation atteindront 31 000 mètres cubes par jour au cours des cinq dernières années de la période des projections. L'offre de bitume dépasse d'environ 20 000 mètres cubes par jour le niveau prévu dans le scénario de référence. En outre, une mise en valeur plus dynamique du bitume serait possible compte tenu de l'importance du capital-ressources. Cependant, cela pourrait avoir des conséquences sur les différences de prix et la valorisation, à moins que les marchés existants et les nouveaux marchés puissent absorber un accroissement futur de l'offre.

L'offre globale de pétrole brut et équivalents est la somme des projections de l'offre de pétroles bruts, léger et lourd, qui ont été analysées ci-dessus. Dans le test de sensibilité des prix bas du pétrole, on observe une baisse graduelle de l'offre intérieure, alors que l'offre augmente de manière assez marquée dans le test des prix élevés du pétrole, tout particulièrement entre 1995 et 2005.

7.4 Bilans des raffineries et profils de l'offre et de la demande de pétrole brut

Dans les sections antérieures, nous avons décrit les fondements de nos projections de l'offre de pétroles bruts, léger et lourd. Comme l'illustre la figure 7-1, les besoins des raffineries en charges d'alimentation sont satisfaits par l'offre intérieure et les importations de pétrole brut. Une partie du pétrole brut produit au Canada est également destinée à l'exportation. De plus, la demande intérieure prévue de produits pétroliers doit être satisfaite par le pétrole raffiné produit dans les raffineries, tout en prévoyant les quantités qui seront importées et exportées.

Dans cette section, nous examinons d'abord la demande intérieure de produits pétroliers et décrivons les fondements de nos projections des capacités des raffineries, des importations et des exportations de produits et des besoins en charges d'alimentation. Viendra ensuite l'étude des bilans de l'offre et de la demande de pétroles bruts, léger et lourd, et des importations et exportations de pétrole brut qui en découlent. Nous résumerons alors les activités commerciales du Canada en matière de pétrole brut et de produits pétroliers et analyserons les principales conséquences des perspectives de l'offre et de la demande de pétrole brut puisqu'elles concernent les raffineries canadiennes et les réseaux pipeliniers.

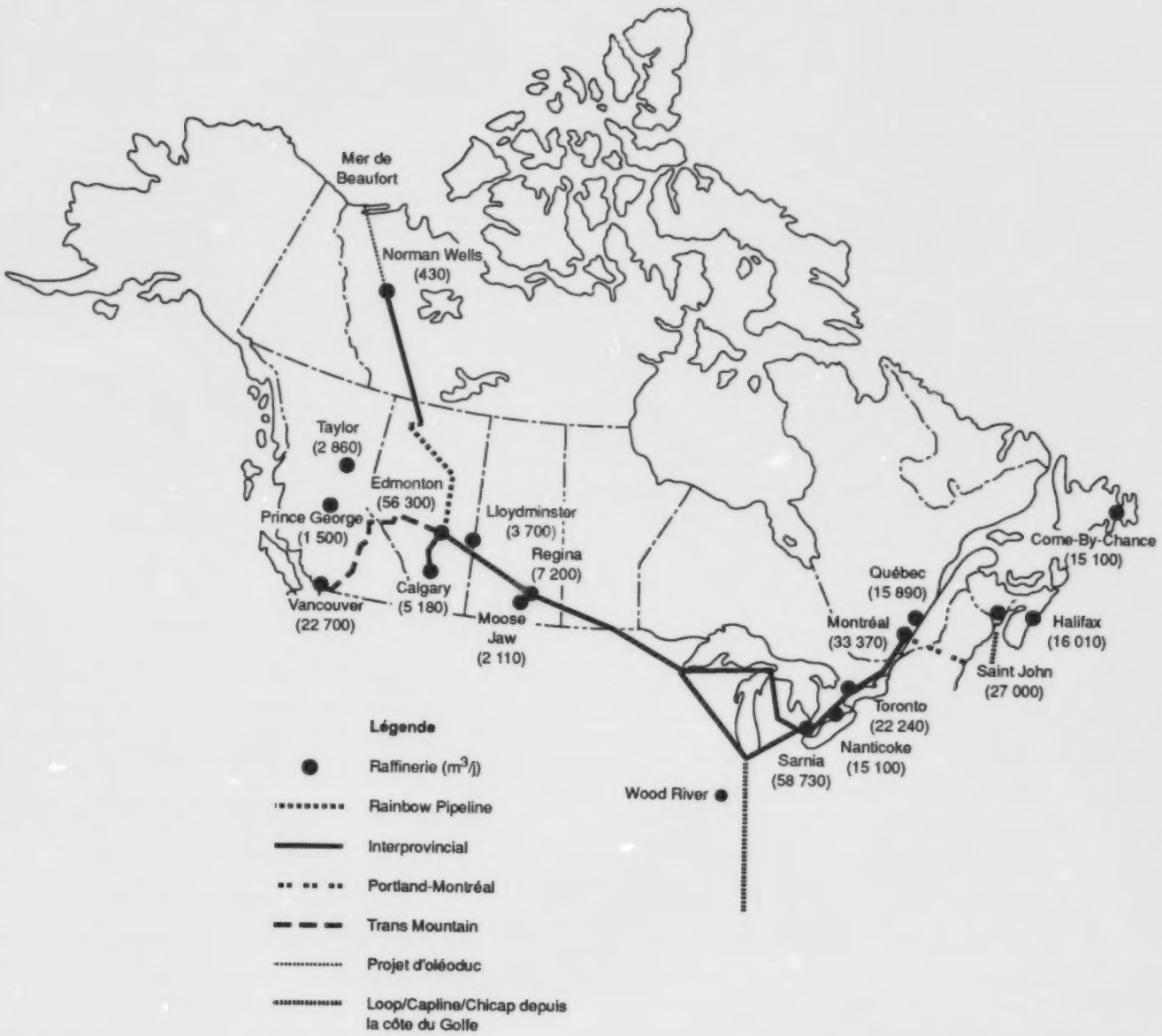
Les projections présentées dans cette section ont été établies en tenant compte de la diminution de l'offre intérieure de pétrole brut léger classique, de la hausse de l'offre nationale disponible de pétrole brut lourd et de la croissance modérée de la demande intérieure de produits pétroliers qui a été traitée antérieurement dans ce rapport.

La figure 7-20 fournit un aperçu des principaux réseaux pipeliniers pour le pétrole brut et des centres de raffinage au Canada. La production intérieure de pétrole brut provient principalement de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan et du champ Norman Wells dans les Territoires du Nord-Ouest. Les expéditions de pétrole brut vers la côte ouest s'effectuent par le réseau Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (TMPL). Les expéditions de pétrole brut vers l'Est du Canada jusqu'à Montréal et vers les marchés d'exportation du nord des États-Unis sont acheminées par le réseau Interprovincial PipeLine Company (IPL). Les centres de raffinage en Ontario ont obtenu des approvisionnements en pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien, alors que ceux à l'est de Montréal ne s'approvisionnent qu'à l'étranger grâce à des importations acheminées par pétroliers. Les raffineries de Montréal se sont approvisionnées dans le passé, pour la majeure partie de leurs charges d'alimentation en pétrole brut, dans l'Ouest canadien et à partir des importations qui empruntaient le réseau Portland Pipeline. En 1990, les importations totales de pétrole brut et de produits pétroliers atteignaient environ 100 000 mètres cubes par jour et les exportations se sont chiffrées à près de 135 000 mètres cubes par jour.

7.4.1 Bilans des raffineries

Afin d'évaluer les conséquences des tendances de la consommation de produits pétroliers par rapport à l'offre et à la demande de pétrole brut, on doit convertir les demandes de produits en besoins correspondants des raffineries en charges d'alimentation. Les facteurs importants dont il faut tenir compte sont la demande globale de produits, la capacité disponible des raffineries, les importations et les exportations et l'offre disponible de charges d'alimentation pour les raffineries (soit, l'offre de pétroles bruts, léger et lourd). La demande

Figure 7-20
Principaux oléoducs et centres de raffinage



de produits pétroliers a été décrite au chapitre 4. Dans cette section nous examinons nos hypothèses concernant la capacité des raffineries et l'importation et l'exportation de produits pétroliers. En outre, nous résumons les besoins des raffineries en charges d'alimentation pour notre scénario de référence. L'offre disponible de charges d'alimentation sera ensuite analysée plus en détail à la section 7.4.2.

7.4.1.1 Capacité des raffineries

Au cours des dix dernières années, les raffineurs canadiens, à l'exemple des autres raffineurs du monde entier, ont dû affronter un ensemble de circonstances qui ont évolué très rapidement; citons entre autres, la grande instabilité des coûts des charges d'alimentation, la diminution de la consommation de produits pétroliers et la demande pour une gamme de produits différentes. Il est survenu également des changements importants dans les caractéristiques des produits pétroliers, avec la venue de l'essence sans plomb et la diminution de la demande de mazout lourd.

Dans ses efforts pour s'adapter à cette nouvelle réalité, l'ensemble de l'industrie a évolué sous divers aspects. On nomme généralement cette adaptation "la rationalisation des raffineries", elle a donné lieu à des fermetures, à l'amélioration de raffineries et, parfois, à la construction de raffineries plus efficaces. Le secteur du raffinage au Canada a également été soumis à la rationalisation. En conséquence, l'industrie est maintenant en mesure de répondre plus efficacement à l'offre disponible actuelle et prévue des charges d'alimentation, aux marchés axés sur certains produits, et aux contraintes d'ordre environnemental.

En 1980, il y avait 37 raffineries en exploitation au Canada, ayant une capacité de distillation combinée de quelque 370 000 mètres cubes par jour. En 1986, onze raffineries ont fermé leurs portes et deux autres ont réduit leur capacité de production. Au cours de la même période, deux nouvelles raffineries ont été mises en service et on a effectué des agrandissements mineurs à plusieurs autres. De plus, en 1987, la raffinerie de Pétro-Canada située à Terre-Neuve, qui était demeurée inactive pendant plusieurs années, a été vendue à la Newfoundland Energy Company dont le siège social est aux Bermudes. Elle a été mise en service un peu plus tard au cours de l'année avec une capacité de production de 16 000 mètres cubes par jour. A la fin des années 1980, la capacité globale de raffinage du Canada s'était stabilisée à un niveau d'environ 305 000 mètres cubes par jour (tableau 7-5). On prévoit que d'autres rationalisations seront entreprises; Pétro-Canada a fermé sa raffinerie de Taylor, en Colombie-Britannique au début de 1991.

Depuis 1980, l'industrie du raffinage a amélioré son équipement de traitement dans le but d'augmenter sa production de produits légers comme l'essence, les distillats moyens (surtout le carburant diesel) et les carburéacteurs. On prévoit que de nouvelles améliorations du rendement des raffineries permettront de réagir aux changements dans la demande et dans la spécifité des produits. Plus précisément, les principaux défis des raffineurs, au cours des prochaines années, seront de réduire les niveaux de soufre dans le carburant diesel et d'améliorer la qualité de l'essence pour véhicules. Ces changements sont le résultat d'exigences techniques de plus en plus sévères visant à réduire les émissions de plomb, d'oxydes de soufre et d'oxydes nitriques dans l'atmosphère. De gros investissements de capitaux sont nécessaires pour satisfaire à ces normes de protection de l'environnement.

L'industrie du raffinage au Canada est généralement très concurrentielle et exige énormément de capi-

Tableau 7-5

Capacité de raffinage et entrées de brut du Canada
1990

(milliers de mètres cubes par jour, pétrole brut et équivalents)

	Capacité de raffinage	Entrées de brut	Taux d'utilisation %
provinces de l'Atlantique	58,1	47,5	82
Québec	49,3	43,9	89
Ontario	96,1	82,8	86
provinces des Prairies	75,0	63,3	84
Colombie-Britannique / T.N.-O.	27,1	23,8	88
total Canada	**305,6**	**261,3**	**86,0**

taux, ce qui laisse peu de marge de manoeuvre et donne lieu à une faible rentabilité. Par conséquent, nous prévoyons que l'industrie s'efforcera probablement de minimiser son investissement en capitaux pendant la période des projections, en ne mettant en oeuvre que les projets comportant des normes de protection de l'environnement et les changements nécessaires pour répondre à la demande spécifique de produits pétroliers sur le marché.

En 1990, les raffineries canadiennes, principalement dans la région des Prairies et en Ontario, ont consommé le gros du brut synthétique produit dans les usines de Syncrude et de Suncor, le reste étant exporté aux États-Unis. Selon la qualité de l'offre supplémentaire de pétrole brut synthétique provenant des usines d'extraction et de valorisation qui devraient être mises en service au cours de la période des projections, quelques investissements pourraient être nécessaires afin que les raffineries canadiennes soient en mesure de traiter ces nouveaux approvisionnements; sinon, ces charges d'alimentation devront être exportées.

7.4.1.2 Exportations et importations de produits pétroliers et besoins des raffineries en charges d'alimentation

Les projections des besoins des raffineries en charges d'alimentation (tableau 7-6) ont été élaborées à partir des estimations de la demande pour les produits pétroliers. Nous avons tenu compte des produits obtenus à partir des pétroles bruts disponibles, des besoins probables en transferts inter-régionaux et des niveaux prévus d'importation et d'exportation de produits pétroliers. On a retenu comme hypothèse principale qu'à long terme les raffineries feraient les investissements nécessaires pour assurer que leur production corresponde autant que possible à la demande de produits légers et que les caractéristiques des divers produits obtenus soient conformes aux exigences de qualité plus sévères imposées à des fins de protection de l'environnement.

La demande intérieure globale pour les produits pétroliers passera de 239 000 mètres cubes par jour en 1990 à 288 000 mètres cubes par jour en 2010, soit une augmentation de 49 000 mètres cubes par jour. De cette augmentation, environ 20 000 mètres cubes par jour sont attribuables à la croissance de la demande de mazout lourd.

Dans notre analyse, nous prévoyons que les prix du gaz naturel augmenteront plus rapidement que le prix du mazout, et pendant la deuxième moitié de la période des projections, le prix du gaz naturel dans le secteur industriel en Ontario et au Québec

Tableau 7-6

Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges

(milliers de mètres cubes par jour)

	Scénario de référence					
	1990	**1993**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
demande de produits pétroliers	239	239	242	251	267	288
exportations de produits pétroliers	32	34	34	34	34	34
importations de produits pétroliers	(20)	(27)	(27)	(30)	(37)	(46)
modification des stocks et utilisation par les raffineries	10	16	16	16	16	18
besoins en charges d'alimentation des raffineries	261	262	265	271	280	294
Sources :						
pétrole partiellement traité, autres matières, et butanes provenant des usines de gaz	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
pétrole brut	249	249	252	259	267	281
léger	225	226	227	232	238	249
lourd	25	24	25	27	29	32

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Sources: Tableau A7-15 en annexe et tableaux 7-7 et 7-8.

dépassera le prix du mazout lourd de plus de 10 %. Par conséquent, la demande de mazout lourd augmentera, surtout au cours des cinq dernières années de la période des projections, au moment où une partie de la demande du secteur industriel au Québec et en Ontario passera du gaz naturel au mazout lourd. Tel que mentionné au chapitre 4, il existe nombre d'incertitudes quant aux projections des prix relatifs d'utilisation finale et plusieurs raisons qui pourraient mettre un frein au transfert prévu du gaz naturel au mazout lourd pendant les deux dernières années des perspectives.

En plus de la demande intérieure de produits pétroliers, nous prévoyons que les exportations et les importations de ces produits continueront de jouer un rôle important dans l'équilibre de l'offre et de la demande. Nous croyons que les raffineurs et les intermédiaires indépendants exporteront et importeront des produits pendant la période des projections afin de rétablir les déséquilibres saisonniers et régionaux de la demande et d'exploiter les raffineries aussi efficacement possible. De la même manière, on s'attend que les exportateurs canadiens ayant des marchés établis aux États-Unis tenteront de conserver leurs clients et de trouver de nouveaux débouchés, au moins à très court terme. A titre d'exemple, la raffinerie Come by Chance de Terre-Neuve, que l'on a remis en marche pour l'exportation, devrait être en mesure de continuer d'exporter une partie substantielle de sa production.

En 1990, les exportations totales de produits pétroliers étaient d'environ 32 000 mètres cubes par jour. Nous prévoyons que les exportations augmenteront pour atteindre 34 000 mètres cubes par jour en 1991 et qu'elles se maintiendront à peu près à ce niveau au cours de la période d'étude avec la poursuite de l'exportation vers les marchés établis aux États-Unis. Plus de 50 % de ces exportations proviendront de la région de l'Atlantique.

Considérant la croissance prévue de la demande intérieure et l'hypothèse qu'il y aura un léger accroissement des exportations, voici les possibilités qui se présentent pour satisfaire ces demandes : augmenter les taux d'utilisation des raffineries, augmenter la capacité des raffineries canadiennes ou importer davantage de produits pétroliers.

En 1990, les importations totales de produits pétroliers ont atteint en moyenne 20 000 mètres cubes par jour, ce qui était inférieur aux niveaux historiques. Certains gros consommateurs industriels et des services publics continueront d'importer du mazout lourd pour leur propre consommation. Nous prévoyons également que certains intermédiaires indépendants importeront des produits pétroliers achetés sur le marché du disponible pour profiter de façon ponctuelle des bas prix du marché international au comptant. Nous prévoyons que les importations de produits augmenteront pour atteindre 27 000 mètres cubes par jour en 1991, 30 000 mètres cubes par jour en 2000 et 46 000 mètres cubes par jour en 2010. Par suite de l'accroissement de la demande intérieure de mazout lourd vers la fin de la période des projections, comme nous l'avons mentionné ci-dessus, les estimations des importations de produits en 2010 incluent environ 20 000 mètres cubes par jour de mazout lourd pour répondre à la demande au Québec et en Ontario. Il est difficile de prévoir avec certitude s'il existe une possibilité d'augmentation substantielle du niveau des importations de mazout lourd, puisque cela demanderait des changements au réseau de transport et d'autres infrastructures à l'industrie pétrolière et que cela suppose qu'il existe ailleurs dans le monde des raffineries qui sont en mesure de produire ces volumes afin de satisfaire aux besoins du Canada. Cependant, l'accroissement substantiel des importations ne se produira pas avant la fin de la période des projections et nous croyons qu'il sera possible de gérer le niveau prévu des importations de produits du moins jusqu'à l'an 2000. Par la suite, il sera peut-être difficile d'absorber des importations de mazout de l'ordre de celles figurant dans nos perspectives.

Diverses raisons expliquent pourquoi l'augmentation de la demande de produits serait probablement satisfaite par les raffineurs canadiens plutôt que par un accroissement des importations au cours de la majeure partie de la période des projections, la plus importante étant que l'essentiel de cette hausse de la demande peut être satisfaite en augmentant l'utilisation de la capacité actuelle des raffineries. Dans ce même ordre d'idées, on prévoit que l'utilisation de la capacité dans les provinces de l'Atlantique passera de 82 %, qu'elle était en 1990, à 85 % d'ici la fin de la période des projections. Au Québec, l'utilisation de la capacité passera de 89 % à presque 95 % et dans l'Ouest du Canada, de 85 % à 97 % en 2010. En Ontario, sauf les nouvelles installations en construction, les raffineries fonctionneront à 94 % de leur capacité en 2000 et à légèrement plus de 100 % en 2010. Cependant, compte tenu des longs délais d'exécution et de l'augmentation relativement faible de la capacité qui est nécessaire, la capacité additionnelle pourrait probablement être obtenue par désétranglement des installations, à un coût marginal assez bas, et en effectuant les

investissements d'importance prévus pour satisfaire aux normes de protection de l'environnement.

Dans l'Est du Canada (c.-à-d., l'Ontario et l'Est), on s'attend que les quantités de brut traitées en raffinerie augmenteront de 12 %, passant de 174 000 mètres cubes par jour en 1990 à 195 000 mètres cubes par jour en 2010. Pour l'Ouest du Canada, on prévoit que les quantités de brut traitées augmenteront à un rythme à peu près semblable, passant de 87 000 mètres cubes par jour en 1990 à presque 99 000 mètres cubes par jour en 2010.

Ces dernières années, certains raffineurs ont effectué des transferts inter-régionaux de pétrole semi traité. Au cours de la période d'étude, nous prévoyons que ces transferts, ainsi que les transferts de produits finis, continueront, spécialement entre Edmonton et certaines raffineries de la Colombie-Britannique.

En résumé, nous prévoyons qu'au cours de la majeure partie de la période des projections, la croissance de la demande intérieure de produits pétroliers sera satisfaite en augmentant l'utilisation de la capacité des raffineries existantes au Canada, et en effectuant de modestes désétranglements conjointement aux investissements prévus pour respecter les normes de protection de l'environnement. La hausse de la demande de mazout lourd, se produisant surtout à la fin de la période d'étude, devrait être satisfaite par une augmentation substantielle des importations de produits pétroliers en Ontario et au Québec, mais cette possibilité demeure très incertaine.

Les hypothèses sous-jacentes à l'analyse ci-dessus sont que les raffineurs canadiens continueront d'avoir accès à des approvisionnements en brut léger et qu'il y aura très peu d'investissements dans les raffineries de l'Est du Canada visant à ajouter de la capacité permettant de traiter d'autres catégories de charges d'alimentation. Nous examinerons ces différentes questions dans la section subséquente.

7.4.2 Profils de l'offre et de la demande de pétrole brut

Dans les sections antérieures nous avons mis de l'avant nos hypothèses relatives à la capacité des raffineries et aux exportations et aux importations de produits pétroliers nécessaires à la satisfaction de la demande intérieure. Cette section examine plus en détail la relation entre les besoins des raffineries en charges d'alimentation et l'offre intérieure de pétrole brut, et les exportations et les importations de pétrole brut. Elle décrit également les effets que pourrait avoir notre analyse sur les principaux réseaux pipeliniers de pétrole brut.

Les raffineries au Canada utilisent généralement du pétrole brut léger pour fabriquer des produits pétroliers, la plus grande partie de la production de pétrole brut lourd étant exportée. Par conséquent, afin d'évaluer dans quelle mesure la production nationale peut satisfaire la demande intérieure de charges d'alimentation, il faut déterminer séparément les bilans de l'offre et de la demande de pétroles bruts, léger et lourd. Il serait également bon de mentionner qu'à l'intérieur de la gamme des pétroles bruts légers, les différences de qualité existent surtout par rapport à la teneur en soufre. On nomme bruts non acides, les pétroles bruts légers à faible teneur en soufre, et brut acides ceux ayant une teneur relativement élevée en soufre.

7.4.2.1 Pétrole brut léger

Au tableau 7-7, nous présentons les perspectives de l'offre et de la demande du pétrole brut léger et équivalents.

En 1990, la production était de 195 000 mètres cubes par jour, comparativement à la demande intérieure des raffineries qui était de 225 000 mètres cubes par jour. En 1990, le Canada a exporté près de 45 000 mètres cubes par jour de pétrole brut, surtout vers le Midwest américain. La figure 7-21 présente la disposition de ces exportations de pétrole brut léger. Les importations de pétrole brut léger vers l'Est du Canada ont atteint, en 1990, 75 000 mètres cubes par jour, soit des importations nettes de 30 000 mètres cubes par jour.

Au cours de la période des projections, nous avons supposé que le pétrole brut de l'Ouest du Canada et de la région Mackenzie/Beaufort serait d'abord utilisé pour satisfaire la demande des raffineries dans l'Ouest canadien et pour exporter vers les marchés américains, bien qu'à moins grande échelle. Les caractéristiques actuelles de la disposition du pétrole brut canadien devraient demeurer les mêmes. Nous prévoyons, en particulier, que les forces du marché pourraient avoir un effet stabilisateur sur les niveaux des exportations de pétrole brut léger afin qu'ils se maintiennent entre 20 000 et 30 000 mètres cubes par jour. Nous avons utilisé le niveau de 20 000 mètres cubes pour élaborer nos perspectives de l'offre et de la demande.

Notre analyse s'est fondée sur une évaluation par raffinerie des intentions d'acquisitions probables des acheteurs américains de pétrole brut. Elle reflète notre hypothèse selon laquelle la quantité de brut qui est actuellement expédiée aux

Tableau 7-7

Offre et utilisation de pétrole brut léger et d'équivalents

(milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de référence

	1990	1993	1995	2000	2005	2010
offre intérieure [a]	195	175	168	173	184	188
importations	75	82	82	111	113	119
offre totale	270	257	250	284	297	307
besoins intérieurs totaux	225	226	227	232	238	249
exportations	45	31	23	52	59	58
utilisation totale	270	257	250	284	297	307
importations nettes	30	51	59	59	54	61

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Nous avons déduit de l'offre totale les besoins en diluants pour le transport par pipeline du pétrole brut lourd.

Sources: Tableau A7-16 en annexe et tableau 7-9.

raffineurs américains par le réseau Rangeland continuera probablement à être exportée, et que d'autres raffineurs américains, qui dépendent, au moins en partie, des approvisionnements canadiens, continueront d'acheter le pétrole brut canadien. Enfin, nous avons tenu compte de la capacité des raffineurs canadiens, particulièrement en Ontario, à traiter les pétroles bruts léger acide, synthétique et lourd, car les quantités actuellement consommées représentent presque la capacité maximale compte tenu des configurations des raffineries existantes. Pour les raisons déjà mentionnées, nous prévoyons que les raffineurs canadiens hésiteraient à faire les investissements d'importance qui sont nécessaires pour traiter les volumes additionnels de ces types de pétrole brut, vu qu'il existe d'autres sources d'approvisionnement.

Le reste de l'offre de pétrole brut léger de l'Ouest canadien serait alors disponible pour l'Ontario et le Québec. Le déclin prévu de la production de pétrole brut léger dans l'Ouest du Canada, combiné aux aspects financiers généralement favorables de l'importation, ont eu pour effet de réduire les débits du pipeline Sarnia-Montréal ces dernières années. En raison des réductions supplémentaires prévues de l'offre provenant de l'Ouest du Canada, et des approvisionnements étrangers à meilleurs prix, au moment de rédiger ces lignes le pipeline Sarnia-Montréal est engagé dans un processus de fermeture et, par conséquent, on présume que les centres de raffinage à l'est de l'Ontario s'approvisionneront alors entièrement à l'étranger. Nous nous attendons que l'utilisation du pétrole brut léger produit au Canada diminuera en passant de 150 000 mètres cubes par jour en 1990 à 130 000 mètres cubes par jour en 2010.

Nous prévoyons que la majeure partie de la production au large de la côte est sera exportée (probablement aux États-Unis), bien que des décisions finales en ce qui concerne les ventes n'aient pas encore été rendues.

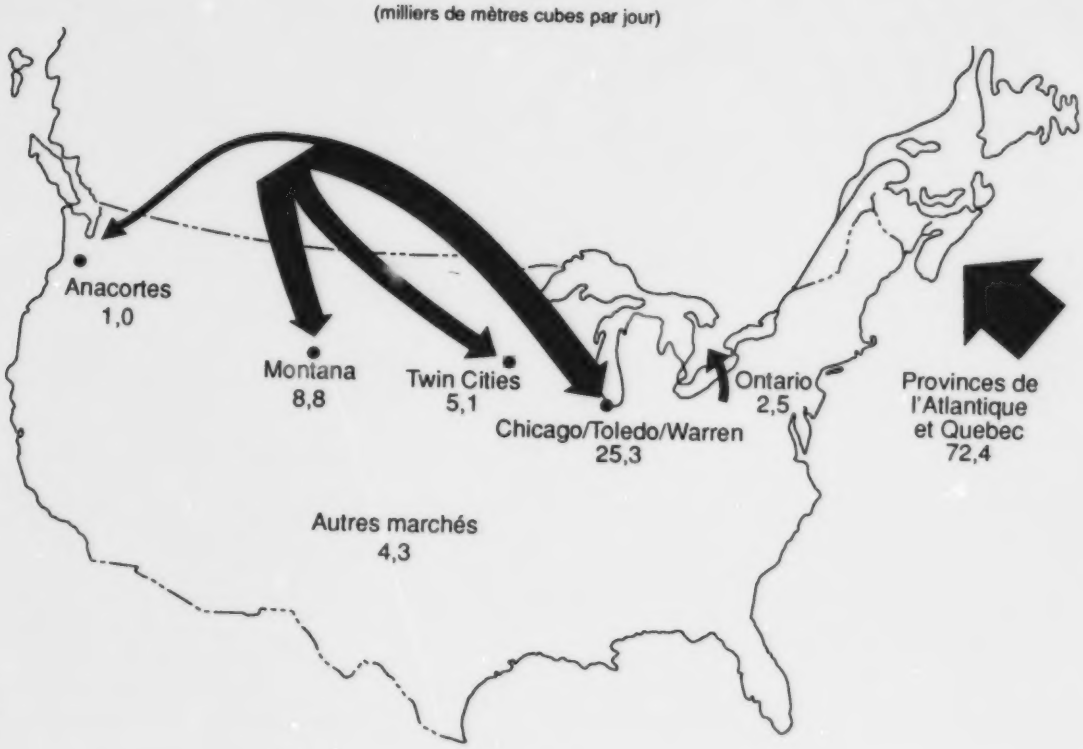
Parmi les sociétés engagées dans la mise en valeur du champ Hibernia, y compris Gulf Canada, Chevron Canada, Pétro-Canada et Mobil, seul Pétro-Canada possède une raffinerie dans l'Est du Canada, à Montréal. De plus, en raison de la haute teneur en paraffine de ce gisement, les raffineurs devront vraisemblablement faire d'importants investissements pour être en mesure de traiter ce pétrole brut.

En 1990, les importations de pétrole brut léger se chiffrant à 75 000 mètres cubes par jour, représentaient environ 33 % des besoins globaux en pétrole brut léger. Nous prévoyons que les importations augmenteront pour atteindre 119 000 mètres cubes par jour d'ici 2010, soit 48 % du pétrole brut léger produit. La majeure partie de cette hausse des importations devrait se produire en Ontario. Dans la mesure où les raffineurs de l'Ontario croient que l'offre provenant de l'Ouest canadien n'est pas concurrentielle, leur dépendance envers le pétrole brut importé pourrait s'amplifier. Plus loin dans ce chapitre, nous examinerons les réseaux de transport qui pourraient servir à acheminer les approvisionnements provenant de l'étranger.

Figure 7-21

Exportations de pétrole brut léger par marché
1990

(milliers de mètres cubes par jour)



7.4.2.2 Pétrole brut lourd

L'offre de pétrole brut lourd mélangé disponible en tant que charge d'alimentation passera de 77 000 mètres cubes par jour en 1990 à 121 000 mètres cubes par jour en 2010, soit une hausse supérieure à 50 %, principalement en raison d'un accroissement de la production de bitume. Comme cela a été le cas pendant de nombreuses années, la capacité de production dépassera les besoins nationaux pendant la période des projections (tableau 7-8).

Les raffineries au Canada qui consomment du pétrole brut intérieur, ont été, pour la majorité d'entre elles, conçues pour traiter le pétrole brut léger non acide. Seuls de faibles volumes de pétrole brut lourd national sont utilisés au cours de l'été pour fabriquer l'asphalte. A court terme, il est peu probable que les raffineries canadiennes augmentent significativement leur consommation de pétrole brut lourd compte tenu des sommes importantes requises pour la construction des installations de traitement nécessaires et l'incertitude quant aux bénéfices que l'on pourrait retirer de ces investissements, qui sont déterminés par les futures différences de prix entre les pétroles bruts, lourd et léger. Tel que mentionné à la section 7.3.6.1, on s'attend que ces différences de prix augmenteront lentement. En outre, les raffineries américaines peuvent agrandir leurs installations de valorisation existantes à un coût marginal inférieur à ce qu'il en coûterait aux raffineurs canadiens qui n'ont pas d'installations de ce genre. A plus long terme, si les prix du pétrole brut augmentaient, les différences de prix entre les pétroles bruts pourraient s'amplifier. Nous prévoyons que des investissements dans l'amélioration des raffineries situées à

Tableau 7-8

Offre et utilisation de pétrole brut lourd

(milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de référence

	1990	1993	1995	2000	2005	2010
offre intérieure [a]	77	77	76	87	98	121
importations	7	7	7	7	7	7
offre totale	84	84	83	94	105	128
besoins intérieurs totaux	25	24	25	27	29	32
exportations	59	60	58	67	76	96
utilisation totale	84	84	83	94	105	128
exportations nettes	52	53	51	60	69	89

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] L'offre intérieure inclut les diluants.

Sources: Tableau A7-16 en annexe et tableau 7-9.

Edmonton seront faites plus tard au cours de la période des projections, à mesure que les différences de prix entre le brut léger et le brut lourd s'accroîtront et que l'approvisionnement en diluant sera plus difficile. Nous croyons, toutefois, que l'investissement dans les projets de valorisation demeure très incertain et que d'autres débouchés pour le pétrole brut lourd devraient être trouvés si ces projets ne se concrétisaient pas.

Nous prévoyons que les besoins intérieurs en pétrole brut lourd, à l'exception des charges d'alimentation destinées aux usines de valorisation, passeront de 25 000 mètres cubes par jour en 1990 à 32 000 mètres cubes par jour en 2010. Sept mille mètres cubes par jour sont actuellement importés par des raffineries au Québec et dans les provinces de l'Atlantique; ces importations devraient se maintenir au cours de la période d'étude pour la fabrication de produits comme l'asphalte. La demande de pétrole brut lourd en tant que partie des besoins globaux en pétrole brut, demeurera constante à environ 10 % pendant la période des projections.

Le Canada exporte actuellement la plus grande partie de sa production de pétrole brut lourd, principalement vers les États-Unis. La figure 7-22 identifie les principales destinations d'exportation du pétrole brut lourd canadien en 1990. Le marché américain est surtout concentré dans le Nord (le Midwest et le Montana), où la capacité de raffinage totale atteint quelque 275 000 mètres cubes par jour. De ce total, près de 90 000 mètres cubes par jour représentent la capacité de traitement du pétrole brut lourd. Nos exportations de pétrole brut lourd vers ce marché se chiffrent actuellement à 56 000 mètres cubes par jour.

En ce qui concerne les perspectives du potentiel d'exportation pour le pétrole brut lourd canadien, nous avons établi nos projections en nous fondant sur une méthode qui reflète diverses stratégies et tendances institutionnelles aux États-Unis, ainsi que l'analyse par raffinerie des éventuelles décisions d'investissement. Notre méthode a pris en considération des facteurs comme les modèles commerciaux actuels et prévus pour le pétrole brut lourd canadien, les évaluations de la taille du marché, les possibilités d'ouverture de nouveaux débouchés, les incidences des futurs niveaux des prix du pétrole brut sur la capacité de l'industrie canadienne à maintenir une position concurrentielle sur les marchés internationaux, et les intentions actuelles des raffineurs américains quant aux investissements nécessaires pour améliorer leurs installations. Plus précisément, nos projections concernant le marché américain pour le pétrole brut lourd canadien sont fondées sur les observations suivantes :

- Nous ne prévoyons pas de changements majeurs dans la demande de produits pétroliers venant des marchés du nord des États-Unis qui sont desservis par le pétrole brut lourd canadien pendant la période des projections;

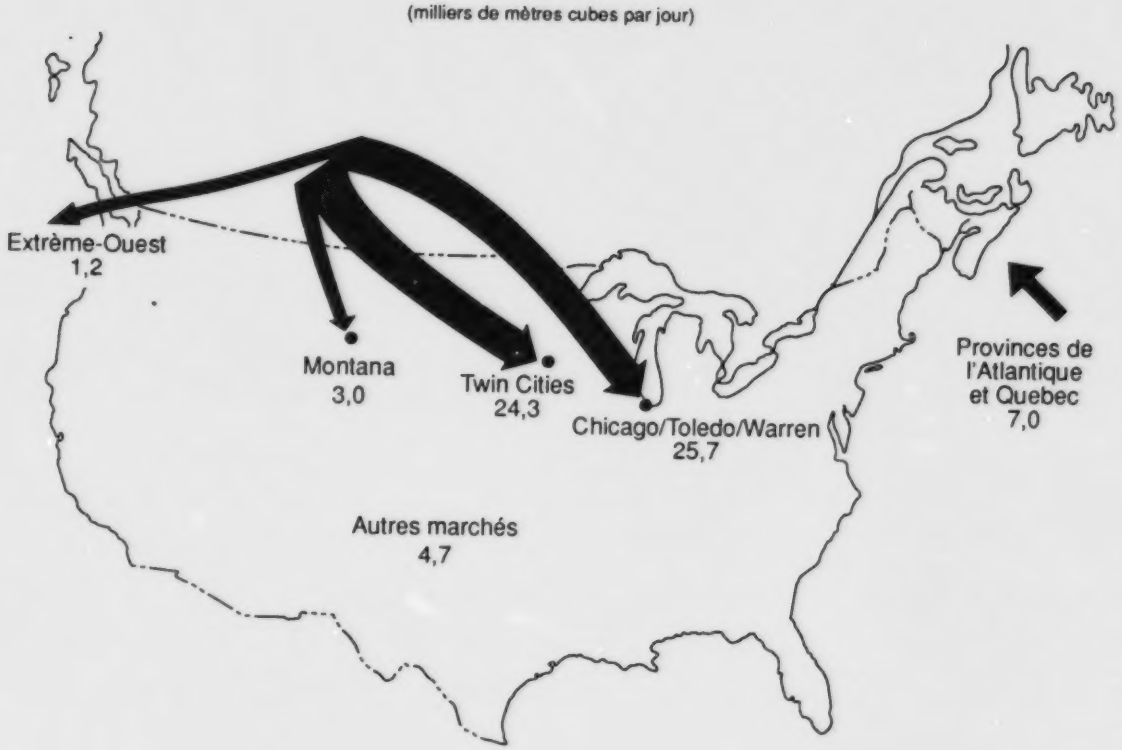
- La production nationale américaine qui approvisionne actuellement les États du nord des États-Unis est en baisse, particulièrement les bruts acides du Wyoming, ce qui fournit l'occasion aux bruts lourds canadiens de s'approprier une part additionnelle du marché;

- L'existence d'une importante capacité de raffinage pour les

Figure 7-22

Exportations de pétrole brut lourd par marché
1990

(milliers de mètres cubes par jour)



bruts lourds dans les États du nord des États-Unis qui peut être augmentée à des coûts se situant au bas de notre fourchette des différences de prix. Cette situation est contraire à celle de la majorité des raffineurs canadiens qui n'ont pas fait ce genre d'investissements, préférant plutôt se fier sur d'abondantes ressources nationales en pétrole brut léger non acide. De plus, comme que les raffineurs américains ont déjà commencé, depuis quelques années, à mettre en oeuvre un programme d'amélioration de leurs installations, les investissementes marginaux nécessaires sont beaucoup moins coûteux qu'au Canada.

- Les raffineurs américains ont l'expertise et l'expérience dans le traitement de ces bruts et ont non seulement manifesté leur intention de continuer de s'approvisionner au Canada en maintenant les niveaux actuels, mais aussi celle d'augmenter leur consommation de ces pétroles bruts, offrant la possibilitié aux fournisseurs canadiens de pénétrer davantage ces marchés;

- Il existe actuellement une infrastructure de transport pour accéder à ces marchés à partir des centres de production canadiens;

- Il existe des modèles commerciaux établis et un intérêt de la part des acheteurs américains à continuer de s'approvisionner à une source sûre.

Un autre débouché éventuel pour le pétrole brut lourd canadien aux États-Unis, est la région de raffinage de Wood River en Illinois, au sud de Chicago. Ce marché est de l'ordre de 15 000 mètres cubes par jour. Nous avons supposé que les bruts lourds canadiens ne pénétreraient pas ce marché au cours de

la période des projections, car il est très concurrentiel et soumis à des pressions provenant des pétroles bruts importés d'outre-mer. En outre, une infrastructure pipelinière devrait être mise en place pour permettre aux pétroles bruts canadiens d'accéder à ce marché.

L'ensemble de ces facteurs suggèrent que le pétrole brut lourd canadien pourrait jouer un rôle accru dans la satisfaction de la demande de charges d'alimentation provenant des États du nord des États-Unis pendant la période des projections. Afin de mettre en perspective les exportations canadiennes de pétrole brut lourd, il serait sans doute utile de mentionner qu'elles ont quadruplées surtout au cours des années 1980, passant de 15 000 mètres cubes par jour en 1980 à presque 60 000 mètres cubes par jour en 1990. Dans notre scénario de référence, nous prévoyons que les exportations de pétrole brut lourd devraient augmenter de moins de 15 % au cours de la décennie de 1990. Nous prévoyons que la croissance sera un peu plus élevée à partir de l'an 2000 jusqu'à 2010, se situant à 40 % environ, soit très loin de la croissance enregistrée pendant les années 1980.

Bien que nous prévoyions des possibilités pour le brut lourd canadien de pénétrer les marchés du nord des États-Unis, nous reconnaissons que des pressions concurrentielles très fortes continueront de s'exercer sur ces marchés. En outre, dans la mesure où les projets d'amélioration des raffineries de l'Ouest canadien ne se réaliseront pas dans la période postérieure à 2000, la dépendance envers ces marchés augmentera, car il faudra écouler la hausse de la production de bitume. Puisqu'il n'existe aucune installation de valorisation dans les raffineries de l'Est du Canada, le seul autre débouché possible serait une plus grande pénétration des marchés d'Extrême-Orient.

L'agrandissement du pipeline de Trans Mountain en 1989 a permis d'acheminer des volumes supplémentaires de pétrole brut lourd vers des marchés autres que ceux du nord des États-Unis, tout en continuant d'approvisionner le marché intérieur en pétrole brut léger et en produits pétroliers. Le réseau peut maintenant transporter jusqu'à 6 000 mètres cubes par jour de pétrole brut lourd jusqu'à des marchés de la côte ouest, à partir desquels ils peuvent être expédiés vers les États-Unis, les pays de la ceinture du Pacifique, particulièrement le Japon, et les pays à croissance économique rapide de l'Extrême-Orient comme la Corée du Sud et la Thailande. Il existe un potentiel pour une pénétration plus importante des pétroles bruts lourds canadiens dans ces marchés, mais on s'attend qu'ils demeureront hautement concurrentiels en raison de la disponibilité des pétroles bruts en provenance du Moyen-Orient, de l'Extrême-Orient et, plus récemment, de l'Australie. Cependant, compte tenu des hausses de prix prévues dans le scénario de référence, il pourrait y avoir des possibilités pour les exportations canadiennes d'augmenter leurs expéditions vers les marchés des pays de la ceinture du Pacifique, si cela devenait nécessaire.

7.4.2.3 Sommaire du commerce de pétrole brut et des produits pétroliers

En 1990, le Canada a été un exportateur net de **pétrole brut et équivalents** avec des exportations excédent les importations de 22 000 mètres cubes par jour. Les importations nettes de pétrole brut léger qui ont atteint 30 000 mètres cubes par jour ont été plus que compensées par les exportations nettes de pétrole brut lourd totalisant 52 000 mètres cubes par jour. Nos projections suggèrent que la position nette à l'exportation de l'ensemble du pétrole brut se détériorera pour atteindre un millier de mètres cubes par jour en 2000, mais qu'elle s'améliorera par la suite pour se situer à 28 000 mètres cubes par jour en 2010 (tableau 7-9).

Les échanges de **produits pétroliers** ont entraîné des exportations nettes se chiffrant à 12 000 mètres cubes par jour en 1990. Nous prévoyons que la position nette à l'exportation se détériora pour atteindre environ 4 000 mètres cubes par jour en 2000. D'ici 2010, nous prévoyons des importations nettes totaliseront 12 000 mètres cubes par jour, reflétant l'augmentation des importations de mazout lourd dont il a été question antérieurement.

Nous prévoyons que la position **globale** nette à l'exportation, y compris du pétrole brut et des produits pétroliers, passera de 34 000 mètres cubes par jour en 1990 à 16 000 mètres cubes par jour en 2010.

7.4.2.4 Conséquences sur les principaux réseaux pipeliniers de pétrole brut

Nous terminons ce chapitre par une brève description des principaux réseaux pipeliniers de transport de pétrole brut au Canada, et de l'effet que nos bilans prévus de l'offre et de la demande de pétrole brut pourraient avoir sur leur exploitation.

Trans Mountain (TMPL) et Interprovincial (IPL) exploitent les deux principaux pipelines qui acheminent le brut canadien vers les marchés intérieur et extérieur. En

Tableau 7-9

Exportations et importations de pétrole brut et de produits pétroliers

(milliers de mètres cubes par jour)

	Scénario de référence					
	1990	1993	1995	2000	2005	2010
brut léger						
exportations	45	31	23	52	59	58
importations	75	82	82	111	113	119
exportations (importations) nettes	(30)	(51)	(59)	(59)	(54)	(61)
brut lourd						
exportations	59	60	58	67	76	96
importations	7	7	7	7	7	7
exportations (importations) nettes	52	53	51	60	69	89
total - pétrole brut						
exportations	104	91	81	119	135	154
importations	82	89	89	118	120	126
exportations (importations) nettes	22	2	(8)	1	15	28
produits pétroliers						
exportations	32	34	34	34	34	34
importations	20	27	27	30	37	46
exportations (importations) nettes	12	7	7	4	(3)	(12)
total - pétrole brut et produits pétroliers						
exportations	136	125	115	153	169	188
importations	102	116	116	148	157	172
exportations (importations) nettes	34	9	(1)	5	12	16

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Sources: Tableaux 7-6, 7-7 et 7-8.

outre, le pipeline Portland-Montréal joue un rôle important dans l'expédition du pétrole brut provenant de l'étranger vers les raffineries de Montréal (figure 7-20).

TMPL exploite un pipeline qui achemine le pétrole brut, le pétrole partiellement raffiné et les produits pétroliers raffinés de points d'arrivage en Alberta et en Colombie-Britannique à des points de livraison en Colombie-Britannique, principalement les quatre raffineries qui se trouvent dans la région de Vancouver. Par le terminal maritime Westridge à Burnaby, Colombie-Britannique, se font des expéditions, par pétrolier, de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd vers les marchés étrangers. TMPL exploite également une canalisation secondaire entre Sumas, en Colombie-Britannique, et Anacortes, dans l'État de Washington, où se trouvent quatre raffineries. Bien que ces raffineurs américains dépendent avant tout du brut de l'Alaskan North Slope, ils prennent du brut canadien lorsque son prix est concurrentiel.

Quoique le pipeline de Trans Mountain soit surtout utilisé pour transporter du pétrole brut, des volumes importants de produits pétroliers raffinés (essence et carburant diesel) sont expédiés aux terminaux de produits à

Kamloops, en Colombie-Britannique. En moyenne, le pipeline a transporté 26 500 mètres cubes par jour de pétrole brut et de produits pétroliers en 1990, dont 23 000 mètres cubes par jour étaient destinés à des marchés intérieurs et 3 500 mètres cubes à des marchés d'exportation.

Nous nous attendons que les charges d'alimentation intérieures transportées par TMPL continueront à satisfaire les besoins de la Colombie-Britannique. En outre, les expéditions de pétrole brut à partir du quai de Westridge, qui se font assez régulièrement depuis janvier 1987, continueront probablement.

IPL exploite le réseau pipelinier le plus vaste et le plus complexe d'Amérique du Nord pour le transport du brut; ce réseau s'étend sur plus de 3 700 km depuis Edmonton, en Alberta, jusqu'à Montréal, au Québec. Le réseau transporte des pétroles de diverses qualités, y compris les produits pétroliers, les liquides de gaz naturel et les pétroles bruts léger, moyen et lourd.

IPL transporte ces produits vers des destinations dans les provinces des Prairies et vers les centres de raffinage de Sarnia, de Toronto et de Nanticoke (Ontario); vers ceux de Montréal (Québec), de la région de Minneapolis - St.Paul (Minnesota), de Superior (Wisconsin), de la région de Chicago (Illinois et Indiana), de Detroit (Michigan), de Toledo et Canton (Ohio) et de la région de Buffalo (New-York).

En 1990, le débit moyen du réseau IPL a été de 217 000 mètres cubes par jour environ, avec des livraisons de 129 000 mètres cubes par jour et de 88 000 mètres cubes par jour à des destinations au Canada et à l'étranger, respectivement.

Le pipeline Portland-Montréal transporte du pétrole brut provenant de l'étranger à partir de South Portland, dans le Maine, à Montréal, au Québec. Le réseau possède actuellement une capacité de 39 000 mètres cubes par jour environ, ce qui correspond à la capacité de raffinage de Montréal qui serait de 30 000 mètres cubes par jour environ.

Avec le commencement de la production dans la mer de Beaufort qui est prévu pour 2004, nous avons supposé qu'un oléoduc serait construit à partir de cette région pour traverser la vallée du Mackenzie et se raccorder au réseau Rainbow dans le nord de l'Alberta et aux canalisations principales des réseaux existants.

Le tableau 7-10 illustre les besoins croissants des raffineurs de l'Ontario en pétrole brut léger. On s'attend que les besoins de l'Ontario en brut léger passeront de 71 000 mètres cubes par jour environ en 1990 à près de 74 000 mètres cubes par jour en 2000, et à 79 000 mètres cubes par jour en 2010. Cependant, par suite de la moins grande disponibilité de l'offre nationale de charges d'alimentation en pétrole brut léger pendant la période des projections, les raffineurs de l'Ontario devront probablement recourir de plus en plus à des importations vers 1993 ou 1994. Nous prévoyons que leur dépendance envers les charges d'alimentation provenant de l'étranger atteindra 28 000 mètres cubes par jour en 2000, alors que les importations représenteraient 38 % des besoins de l'Ontario en pétrole brut léger.

Parmi les principaux facteurs qui détermineront le moment où l'Ontario aura besoin de s'approvisionner en charges d'alimentation importées, citons la hausse de la demande de produits pétroliers, la diminution de l'offre intérieure de pétrole brut léger et, peut-être le facteur le plus significatif, le niveau soutenu des exportations de pétrole brut léger. Si, par exemple, ces exportations chutaient des niveaux actuels de 45 000 mètres cubes par jour à seulement 30 000 mètres cubes par jour, au lieu de 20 000 mètres cubes par jour, il serait nécessaire d'avoir recours aux importations dès 1992, selon la disponibilité de l'offre de certaines qualités de pétrole brut léger. Par ailleurs, si les exportations diminuaient jusqu'à 10 000 mètres cubes par jour, les importations pourraient ne pas être nécessaires avant 1995 ou au-delà.

Les besoins croissants de l'Ontario en pétrole brut léger pourraient être satisfaits grâce à l'acheminement de quantités accrues par le réseau Portland-Montréal, combiné au renversement de l'écoulement du pipeline Sarnia-Montréal. Une autre solution serait que le brut étranger soit transporté à partir de la côte du golfe du Mexique vers Chicago par les pipelines de Capline et de Chicap ou par d'autres réseaux, puis en Ontario par le tronçon Lakehead du réseau IPL. La solution choisie dépendra de l'importance des volumes à importer, de la disponibilité et de l'assurance de la capacité pipelinière, du maintien des qualités initiales des livraisons et du coût du transport de pétrole brut provenant de l'étranger jusqu'en Ontario.

Le pipeline de Portland peut absorber presque immédiatement une augmentation des expéditions à des coûts minimaux, soit passer de 39 000 mètres cubes par jour à près de 60 000 mètres cubes par jour. Une augmentation additionnelle jusqu'à 95 000 mètres cubes par jour aux environs de 1996 pourrait se réaliser à relativement peu de frais. La capacité actuelle de la canalisation Sarnia-Montréal

Tableau 7-10

Besoins et offre intérieure de pétrole brut léger en Ontario

(milliers de mètres cubes par jour)

	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
besoins totaux en charges d'alimentation de l'Ontario	**84,0**	**84,7**	**85,6**	**86,4**	**87,2**	**90,6**	**93,5**	**99,0**
moins: offre intérieure autre que le pétrole brut léger								
pétrole brut lourd	(10,4)	(10,5)	(10,7)	(10,7)	(11,6)	(12,9)	(14,3)	(16,2)
pétrole partiellement traité	(3,4)	(3,4)	(3,4)	(3,4)	(3,4)	(3,4)	(3,4)	(3,4)
butanes provenant des usines de gaz	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)
besoins en pétrole brut léger de l'Ontario	**69,9**	**70,5**	**71,2**	**71,9**	**71,9**	**74,0**	**75,5**	**79,1**
offre intérieure totale de brut léger disponible [a]	184,6	175,0	172,4	171,9	165,7	141,3	145,5	149,9
moins: offre pour le Québec	(5,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
offre pour les Prairies	(57,9)	(57,6)	(57,9)	(58,1)	(58,1)	(58,4)	(59,5)	(60,2)
offre pour la C.-B.	(14,1)	(14,5)	(15,0)	(15,3)	(15,6)	(17,3)	(19,2)	(20,9)
exportations minimales	(20,0)	(20,0)	(20,0)	(20,0)	(20,0)	(20,0)	(20,0)	(20,0)
offre intérieure de brut léger à la disposition de l'Ontario	**87,6**	**82,9**	**79,6**	**78,4**	**72,0**	**45,6**	**46,9**	**48,9**
excédent (+) ou déficit (-)	**17,7**	**12,4**	**8,4**	**6,5**	**0,2**	**(28,4)**	**(28,7)**	**(30,2)**

Nota: [a] Comprend le brut provenant de l'Ouest et de la région Mackenzie/Beaufort.

Sources: Tableaux A7-15 et A7-16 en annexe.

est de 45 000 mètres cubes par jour et le coût de renversement du débit est d'environ 35 millions $ CAN. Si nécessaire, le réseau pourrait être agrandi pour atteindre 65 000 mètres cubes par jour environ au coût additionnel de 25 millions $ CAN. L'ensemble de ces agrandissements aux deux réseaux pipeliniers permettraient aux raffineurs de Montréal d'importer leurs besoins qui se chiffrent à près de 30 000 mètres cubes par jour et accorderaient aux raffineurs de l'Ontario la possibilité d'importer jusqu'à 65 000 mètres cubes par jour.

Le réseau à partir du golfe du Mexique fonctionne présentement presqu'à pleine capacité, un accroissement de capacité serait probablement coûteux à construire. Par conséquent, il semble qu'il serait plus économique d'importer du brut léger qui serait acheminé par le pipeline de Portland et de renverser l'écoulement du pipeline Sarnia-Montréal, en égard aux débits et les droits relatifs à un renversement de l'écoulement dans une canalisation. La décision quant au besoin et au moment de renverser l'écoulement du pipeline Sarnia-Montréal dépendra de l'évaluation que fera l'industrie des divers facteurs d'ordre stratégique, commercial et opérationnel.

7.5 Observations finales

Dans ce chapitre nous avons analysé nos projections de l'offre de pétrole brut et équivalents et avons examiné les conséquences de ces projections pour les raffineurs nationaux et les réseaux pipeliniers de pétrole brut. Nous nous sommes appuyés sur les projections d'un scénario de référence mais reconnaissons que de nombreuses incertitudes y sont reliées; la plus importante, sans doute, étant la courbe des prix du pétrole brut. Nous avons donc effectué des tests de sensibilité des prix élevés et bas du pétrole qui montrent l'effet des différentes projections du prix du pétrole brut

sur nos perspectives de l'offre. Outre le prix du pétrole brut, il existe un certain nombre d'autres paramètres incertains, comme la taille de la ressource et le rythme des innovations technologiques, qui pourraient avoir une influence importante sur les perspectives de l'offre de pétrole brut.

L'offre de pétrole brut léger et équivalents enregistre une baisse au début de la période mais on s'attend à une reprise après 1995 et puis, à une stabilisation au niveau de 190 000 mètres cubes par jour environ vers la fin de la période des projections.

La source d'approvisionnement sans doute la moins incertaine de nos projections est le pétrole brut léger classique provenant du BSOC. A l'heure actuelle, elle représente plus de la moitié de l'offre globale de pétrole brut mais s'épuisera à un rythme annuel moyen de 4,5 % pendant la période des projections. Les activités d'exploration et de mise en valeur axées sur le pétrole brut léger classique sont relativement avancées dans le BSOC et la ressource a été assez bien définie. Bien que nous ayons tenu compte, dans nos projections, de récentes découvertes technologiques comme le forage horizontal, une grande partie du pétrole en place ne sera probablement pas récupéré à l'aide de technologies connues. Les progrès technologiques en matière de techniques de récupération pourraient avoir une influence à la hausse sur l'offre par rapport à nos projections.

D'autres composantes importantes des projections de l'offre de pétrole brut léger sont la production de pétrole brut synthétique provenant des installations minières intégrées ou des usines de valorisation et l'offre issue des régions pionnières. Ces projets entraînent généralement des coûts d'offre relativement élevés et exigeraient une croissance des prix réels et des changements technologiques pour réduire les coûts afin qu'ils deviennent économiquement viables au cours de la période des projections. Dans notre scénario de référence, l'offre des régions pionnières et de pétrole synthétique sera quatre fois plus élevée en 2010 qu'elle l'était en 1990 et ces sources d'approvisionnement totaliseront plus de 50 % de l'offre globale de pétrole brut léger en 2010, soit 20 % de plus qu'en 1990. Des encouragements fiscaux des gouvernements pourraient influencer l'échelonnement et l'envergure de ces projets.

L'offre nette disponible de pétrole brut lourd mélangé (c'est-à-dire, moins les charges d'alimentation des usines de valorisation) se maintiendra à peu près aux niveaux actuels au début de la période des projections et augmentera par la suite.

Selon le scénario de référence, l'offre de pétrole brut lourd classique baissera à un taux moyen de près de 1 % par année pendant la période d'étude. Ces projections sont relativement optimistes, et reflètent le rendement récent de l'industrie et l'opinion selon laquelle le forage horizontal aurait un impact important sur l'offre pendant la période d'étude.

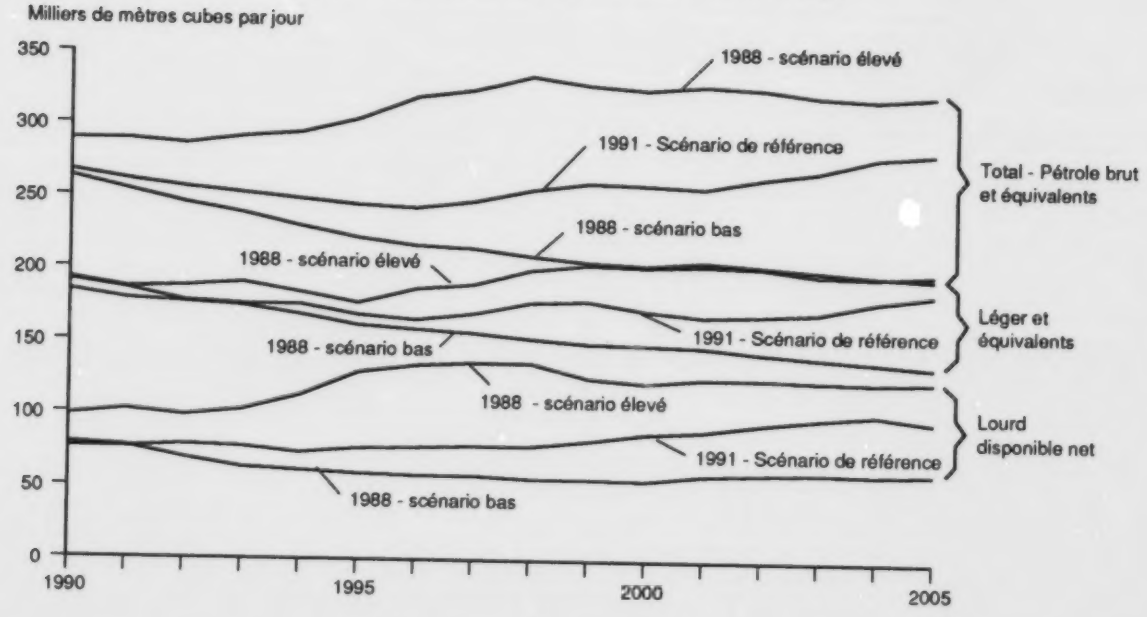
En 2010, nous prévoyons une croissance substantielle de la production de bitume, entraînant une offre d'un peu plus que le triple de celle de 1990. La ressource en bitume du Canada est très abondante et bien définie et la hausse de la production de bitume dépend principalement des prix et de la croissance du marché. On s'attend que la valorisation du bitume au Canada demeurera une possibilité d'investissement très marginale, par conséquent, la mise en valeur du bitume continuera d'être très assujettie aux marchés du nord des États-Unis et dans une moindre mesure, aux marchés plus concurrentiels de l'étranger. Compte tenu des incertitudes au sujet des prix et des marchés, il y a davantage de possibilités que nos projections de l'offre de bitume se réalisent à la baisse plutôt qu'à la hausse. Somme toute, nos perspectives, selon le scénario de référence, indiquent que l'offre canadienne de pétrole brut et équivalents demeurera relativement stable au cours de la période des projections. Nous prévoyons que, par rapport à 1990, l'offre baissera de 10 % en 1995 et de 16 % en 2010. Alors que l'offre globale de pétrole brut et équivalents ne devrait varier que légèrement, la qualité du pétrole brut et la distribution régionale de l'offre connaîtront d'énormes changements. Le pétrole brut lourd constitue une proportion croissante de l'offre globale, alors que l'offre de pétrole brut léger provenant de l'Ouest du Canada devient relativement moins importante, et que l'offre issue des régions pionnières augmente pendant la période des projections.

Nos tests de sensibilité des prix du pétrole indiquent que les perspectives de l'offre sont assez sensibles à la fourchette des prix du pétrole brut utilisée, particulièrement à plus long terme. Si on les compare au scénario de référence, les projections de l'offre de pétrole brut et équivalents pour 2010, sont respectivement de 23 % supérieures et de 55 % inférieures dans les tests de sensibilité des prix élevés et bas. Les perspectives pour l'offre de bitume et de pétrole brut synthétique provenant des régions pionnières sont particulièrement sensibles aux projections des prix du pétrole brut.

Nos projections de l'offre de pétrole brut et équivalents dans le scénario de référence, au début de

Figure 7-23

Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents (comparaison avec les données présentées dans le rapport de 1988 sur l'offre et la demande)



la période des projections, sont très semblables à celles du scénario bas de notre Rapport de 1988, mais elles se déplacent graduellement vers celles du scénario élevé de 1988, pour atteindre 87 % des projections de ce scénario en 2005 (figure 7-23). Selon le scénario de référence, on prévoit que l'offre de pétrole brut léger et équivalents atteindra, en 2005, 93 % des projections du scénario élevé du Rapport de 1988, alors que l'offre disponible du pétrole lourd mélangé est de 79 % du volume prévu pour 2005 dans le scénario élevé du Rapport de 1988.

Comme dans le Rapport de 1988, la contribution de l'offre de pétrole brut lourd, particulièrement de bitume, et de celle provenant des régions pionnières augmente et l'offre de pétrole brut léger classique provenant du BSOC diminue pendant la période d'étude; ce qui entraîne certaines conséquences pour le réseau de transport du pétrole brut et la configuration des raffineries au Canada. Dans les perspectives du scénario de référence, l'offre de pétrole brut en Alberta, pouvant être transportée par le réseau IPL, sera à peu près la même en 2010 qu'elle était en 1990, cependant, la composition de l'offre sera davantage dominée par les pétroles lourds. Les livraisons de pétrole brut léger provenant de l'Ouest du Canada vers Montréal qui empruntent le tronçon Sarnia - Montréal du réseau IPL, ont cessé récemment. Puisque l'offre de pétrole brut léger provenant du BSOC continue de diminuer, les raffineurs de l'Ontario devront réexaminer leurs possibilités d'approvisionnement, l'une d'entre elles étant de renverser l'écoulement du pipeline Sarnia - Montréal pour permettre le transport de pétrole brut léger importé qui serait expédié à Sarnia à partir de Portland, dans le Maine. La décision quant au besoin et au moment de renverser l'écoulement du pipeline Sarnia - Montréal dépendra de l'évaluation de l'industrie des différents facteurs d'ordre stratégique, commercial et opérationnel.

Nous prévoyons que pendant la majeure partie de la période des projections, la croissance de la demande intérieure pour les produits pétroliers peut être satisfaite grâce à une utilisation accrue de la capacité existante des raffineries nationales, combinée à quelques travaux mineurs visant à désengorger les usines et aux investissements nécessaires pour respecter des normes environnementales plus sévères. Dans l'ensemble, les besoins en pétrole brut du Canada devraient passer de 261 000 mètres cubes par jour

en 1990 à 294 000 mètres cubes par jour en 2010.

Les projections de l'offre dans notre scénario de référence dépassent la demande intérieure de pétrole brut pendant toute la période des projections et le Canada demeure donc un exportateur net de pétrole brut et équivalents. Nous prévoyons, cependant, l'importation de volumes accrus de pétrole brut léger afin de satisfaire les besoins en charges d'alimentation des Maritimes, du Québec et de l'Ontario, et l'exportation de gros volumes de pétrole brut lourd produit dans l'Ouest du Canada et de pétrole brut léger produit dans les régions au large de la côte est, principalement vers les États-Unis. On s'attend également à des exportations d'une certaine quantité de pétrole brut léger de l'Ouest du Canada pendant la période d'étude.

Pour les régions du Canada qui doivent avoir recours à l'importation de pétrole pour satisfaire une grande partie de leurs besoins, la sûreté d'approvisionnement est un aspect de première importance, car des interruptions d'approvisionnement pourraient avoir des conséquences néfastes pour ces régions. Dans le cadre de ce rapport, notre analyse se concentre sur l'offre à long terme et les tendances de la demande. Le moment et l'ampleur de toute interruption d'approvisionnement qui pourrait se produire de temps à autre pendant la période des projections ne peuvent être prévus avec certitude et nous ne faisons aucune tentative à cet effet dans notre analyse. Cependant, jusqu'à maintenant, les interruptions n'ont été que temporaires. Les effets à court terme des interruptions d'approvisionnement peuvent être atténués de différentes manières et cette question a été examinée dans une certaine mesure dans le rapport que l'Office a récemment publié sur le pipeline Sarnia-Montréal.[1] Notre étude actuelle est une analyse à long terme et nous n'avons aucune raison de penser que les interruptions pourraient se prolonger. Nous croyons plutôt qu'à long terme, les forces du marché qui font fluctuer les prix, encourageront une production supplémentaire de pétrole, des économies d'énergie, une diversification de l'offre et une utilisation de combustibles de remplacement ou des combustibles concurrents.

---

1 L'oléoduc Sarnia-Montreal - Examen de la situation et rapport de l'Office national de l'énergie, avril 1991.

Chapitre 8

Liquides de gaz naturel

Dans ce chapitre, nous étudions dans quelle mesure les liquides de gaz naturel (LGN), qui comprennent l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus, contribuent à l'offre et à la demande d'énergie au Canada. Nous présentons d'abord un aperçu de l'infrastructure de production et de transport des LGN canadiens. Nous examinons ensuite la demande intérieure de LGN, et nous poursuivrons avec l'offre de LGN provenant des usines de traitement du gaz naturel et des raffineries de pétrole brut. Enfin, nous présentons un état des exportations ainsi que les bilans de l'offre et de la demande d'éthane, de propane et de butanes[1]. Nous terminons ce chapitre par un résumé des principales conclusions et observations tirées de l'analyse et des principales incertitudes inhérentes à nos projections.

8.1 Aperçu de l'infrastructure de production et de transport des LGN canadiens

Cette partie présente un aperçu des installations d'extraction et de traitement des liquides de gaz naturel au Canada ainsi que les réseaux pipeliniers par lesquels ces liquides sont acheminés jusqu'aux marchés intérieurs et étrangers.

8.1.1 Installations d'extraction et de traitement

Les liquides de gaz naturel proviennent surtout du traitement du gaz naturel, mais le propane et les butanes sont aussi produits dans les raffineries de pétrole.

À son état naturel, le gaz contient normalement une grande quantité de méthane ainsi que diverses quantités d'hydrocarbures plus lourds (les liquides de gaz naturel) comme l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus. Souvent, il contient aussi des substances qui ne sont pas des hydrocarbures comme le dioxyde de carbone, l'azote et l'hydrogène sulfuré.

Afin de satisfaire aux exigences techniques des pipelines, la majeure partie du gaz naturel doit être traitée dans les usines de traitement du gaz situées près des gisements. Il s'agit généralement d'extraire une partie des hydrocarbures plus lourds afin d'empêcher la condensation des liquides dans les gazoducs. En plus de la nécessité d'extraire des liquides pour satisfaire aux exigences techniques des gazoducs, il y a souvent des motivations économiques à produire davantage de liquides. Cette extraction supplémentaire peut être effectuée aux usines de traitement du gaz situées près des gisements et aux usines de chevauchement (souvent appelées usines de retraitement). Pour satisfaire la demande d'utilisation finale, les liquides extraits doivent ensuite être fractionnés en leurs différents composants. Cette opération est effectuée à certaines usines de traitement situées à proximité des gisements qui en possèdent la capacité ou à des installations de fractionnement qui sont spécialement conçues à cette fin. Nous examinerons séparément ci-dessous, les usines de traitement du gaz, les usines de fractionnement et les usines de chevauchement.

Au Canada, il y a actuellement en exploitation près de 600 **usines de traitement du gaz situées près des gisements**. Les critères de conception changent pour chaque usine selon la composition du gaz à traiter et son degré de traitement. Certaines usines n'ont que des installations de déshydratation, d'autres sont aménagées pour enlever l'hydrogène sulfuré et d'autres pour récupérer les liquides de gaz naturel. Bon nombre des usines combinent toutes ces installations. Parmi les usines possédant des installations d'extraction des liquides, quelques-unes ne sont équipées que pour extraire les liquides de gaz naturel les plus lourds, les pentanes plus. D'autres, par ailleurs, produisent ce que l'on nomme mélange de propane plus, un mélange constitué de propane, de butanes et de pentanes plus. Certaines usines ont la capacité d'extraire un mélange d'éthane plus, dont la seule différence avec le propane plus est la présence d'éthane.

Les mélanges de LGN qui sont produits aux usines de traitement ne possédant pas de matériel de fractionnement sont acheminés

1 Le bilan de l'offre et de la demande des pentanes plus fait partie du bilan global de l'offre et de la demande de pétrole brut léger et des produits équivalents qui est examiné au chapitre 7.

vers d'autres usines situées à proximité des gisements ou vers de grandes **usines de fractionnement**. Le centre de fractionnement principal de l'Alberta, où les sociétés Chevron et Amoco exploitent des installations, se situe à Fort Saskatchewan, près d'Edmonton. Les mélanges de liquides de gaz naturel produits dans l'Ouest canadien peuvent également être traités dans les installations de fractionnement à Sarnia, en Ontario, et à Marysville, au Michigan.

La majeure partie du gaz produit en Alberta est traité dans des **usines de chevauchement** afin d'en extraire les liquides qui ne l'ont pas été dans les usines de traitement proches des gisements. Les usines de chevauchement en Alberta font partie des principaux réseaux de transport du gaz qui acheminent le gaz à l'extérieur de l'Alberta ou qui alimentent la ville d'Edmonton. Ces usines ont la capacité d'extraire tout le propane, les butanes et les pentanes plus présents dans le flux gazeux et près de 70 % de l'éthane. Elles fournissent la majeure partie des approvisionnements d'éthane et, en de plus faibles proportions, le propane, les butanes et les pentanes plus, puisque l'essentiel de ces liquides plus lourds ont déjà été extraits dans les usines de traitement à proximité des gisements.

Au Canada, l'offre de LNG provient pour l'essentiel d'usines situées en Alberta. En Colombie-Britannique, ces liquides sont principalement récupérés dans les usines de traitement et de chevauchement de Taylor, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. En Saskatchewan, l'usine Steelman, exploitée par Amoco, produit la majeure partie des LGN. Elle produit de l'éthane pur et un mélange de propane plus qui est fractionné à Sarnia.

Le propane et les butanes sont également des constituants du pétrole brut, dans des proportions se situant souvent entre 3 et 4 % par volume. Ces volumes, de même que tout volume additionnel produit en tant que sous-produit aux dernières étapes du raffinage, sont récupérés par les raffineries. Bien qu'une partie du propane et des butanes se retrouve dans les réservoirs d'essence ou est consommée en tant que charge d'alimentation par les autres unités de traitement, plusieurs raffineries produisent des volumes qui excèdent leurs besoins internes. Ces volumes sont compris dans nos projections de l'offre puisqu'ils sont vendus à d'autres raffineries, à des usines pétrochimiques ou à d'autres marchés d'utilisation finale.

8.1.2 Réseaux de livraison intraprovinciaux, interprovinciaux et d'exportation

Les liquides de gaz naturel produits dans l'Ouest canadien sont acheminés vers les marchés d'exportation et les marchés de l'Est du Canada au moyen de deux réseaux pipeliniers importants partant d'Edmonton, les réseaux IPL et Cochin (figure 8-1). D'autres petits réseaux pipeliniers desservent les marchés régionaux. Les LGN peuvent également être transportés par train et par camion.

En Alberta, un réseau pipelinier permet de transporter la majeure partie des LGN des usines de traitement jusqu'aux installations de fractionnement ou de stockage. Ces pipelines transportent, le plus souvent, un mélange de LGN. Un réseau collecteur distinct existe pour l'éthane pur. Celui de l'Alberta recueille de l'éthane pur produit aux usines de chevauchement et aux usines de traitement situées près des gisements (figure 8-2). La principale utilisation de l'éthane produit en Alberta est en tant que produit de charge pour les installations d'Alberta Gas Ethylene à Joffre, près de Red Deer. L'éthane peut également être acheminé jusqu'aux grandes cavernes souterraines de stockage près d'Edmonton, pour être ensuite livré, par le pipeline de Cochin, vers les marchés américains ou jusqu'à Windsor (Ontario), le point le plus éloigné à l'est.

Les liquides de gaz naturel autres que l'éthane pur, y compris les mélanges d'éthane plus, sont recueillis par un autre réseau de pipelines dont certains servent également pour le transport du pétrole brut (figure 8-3). Ce réseau pipelinier se concentre autour d'Edmonton, où se trouvent les installations de fractionnement et de stockage. C'est également le point de raccordement avec les réseaux IPL et Cochin qui transportent ces liquides vers les marchés d'exportation et de l'Est du Canada. Le réseau Cochin peut acheminer les mélanges de LGN mais il transporte le plus souvent des produits purs. Le pipeline d'IPL, qui est le principal transporteur de LGN provenant de l'Ouest canadien, n'est utilisé que pour acheminer des mélanges de propane plus. En plus de recueillir des mélanges de propane plus à Edmonton, le réseau IPL en reçoit à Kerrobert et Régina. Ces mélanges sont livrés dans la région de Sarnia en Ontario, où ils sont fractionnés. À partir de Sarnia, ces liquides sont transportés par oléoducs, par train et par camions.

Les marchés de LGN dans le sud de la Saskatchewan et au Manitoba sont desservis par le pipeline de la Petroleum Transmission Company à partir d'Empress, en Alberta, et de Winnipeg, au Manitoba.

Figure 8-1

Réseaux de Livraison Interprovincial et d'exportation des LGN

Figure 8-2

Réseau Collecteur d'Éthane en Alberta

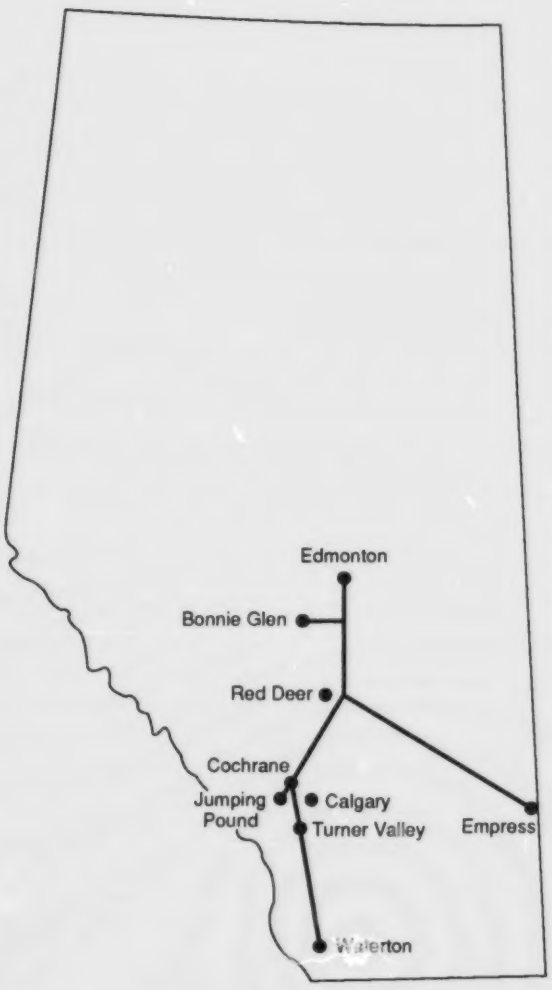
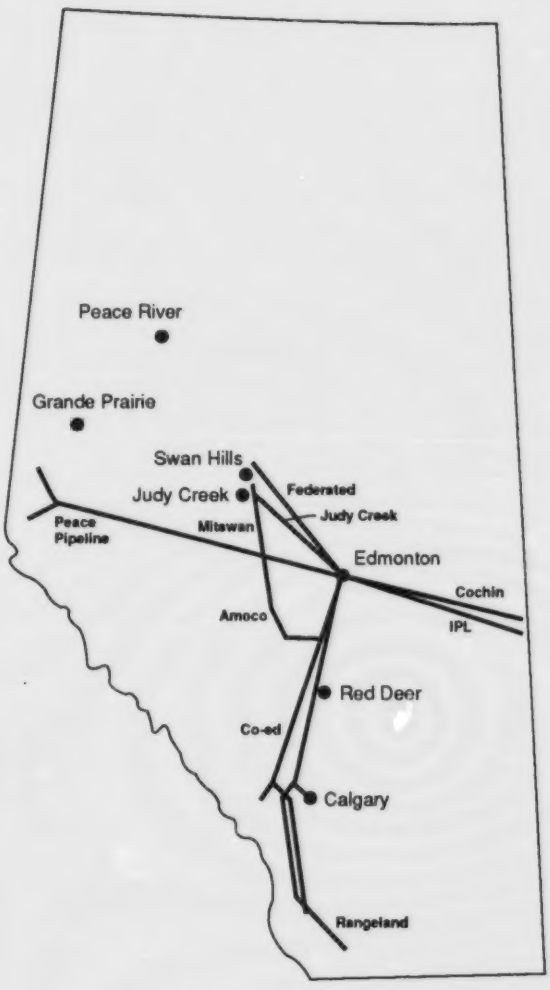


Figure 8-3

Réseau Collecteur des LGN en Alberta



Afin d'atténuer la nature saisonnière de l'offre et de la demande de propane et de butanes[1], d'immenses cavernes souterraines de stockage ont été construites. Ces installations sont concentrées en Alberta et en Saskatchewan et dans la région de Sarnia et de Windsor en Ontario, à proximité des principaux réseaux pipeliniers (figure 8-1).

Le Midwest américain est le principal marché d'exportation du Canada, car il existe un pipeline en direction de cette région et des infrastructures de stockage. Ce marché se prête bien à l'offre de source canadienne car, à la différence des marchés de la côte atlantique des États-Unis et de la région du Golfe du Mexique, il est difficile de le desservir à partir des approvisionnements provenant d'outre-mer. Le propane provenant de l'Alberta est acheminé vers les marchés du Midwest par les réseaux pipeliniers Cochin et MAPCO. De plus, les mélanges de LGN sont transportés par le réseau IPL jusqu'à Sarnia en Ontario, où ils sont fractionnés et exportés aux consommateurs

1 La demande de propane et de butanes pour le chauffage et le dosage du mélange d'essence est plus élevée l'hiver que l'été. Afin de répondre à cette demande saisonnière, le propane et les butanes sont emmagasinés pendant les mois d'été pour être utilisés pendant la demande de pointe de l'hiver.

américains dans le Midwest, le Centre-Nord et le Nord-Est des États-Unis. Les installations de stockage à Superior au Wisconsin sont partie intégrante du réseau IPL qui transporte les LGN vers l'est. Actuellement, on améliore plusieurs sphères de stockage dans le but d'emmagasiner des LGN à plus haute pression de vapeur; on ajoute également des installations permettant d'extraire le propane des liquides de gaz naturel et des installations de chargement des camions. Toutes ces mesures permettront de desservir les marchés du propane dans cette région. Aux LGN provenant de l'Ouest canadien et destinés à être exportés à partir de l'Est canadien s'ajoutent le propane et les butanes produits par les raffineries locales.

8.2 Demande intérieure

Les LGN trouvent une foule d'emplois au Canada, avec des marchés différents pour l'éthane, le propane et les butanes. Cette partie présente un résumé de la demande d'utilisation finale pour les LGN, telle qu'analysée au chapitre 4. De plus, nous y aborderons d'autres besoins en LGN, notamment la demande de fluides miscibles et la demande de butanes par les raffineries, qui contribuent à la demande intérieure totale de LGN.

Depuis la construction, en Alberta en 1978, de la première usine d'éthylène d'envergure mondiale, l'**éthane** s'est révélé une charge d'alimentation très importante pour l'industrie pétrochimique. Une deuxième usine a été construite en 1984. Nos projections tiennent compte d'une troisième usine d'éthylène qui commencera ses activités en 1995, et qui sera agrandie en 1998. On prévoit que la demande d'éthane augmentera pour passer de 18 milliers de mètres cubes par jour à plus de 27 milliers de mètres cubes par jour en 2010.

On utilise également l'éthane pour la récupération assistée du pétrole. Comme l'illustre la figure 8-5, l'utilisation de l'éthane dans la récupération assistée du pétrole a augmenté de façon notable depuis 1984, soit depuis la mise en oeuvre de plusieurs projets d'injection de fluides miscibles; l'éthane représente actuellement près de 65 % des LGN utilisés pour l'injection de fluides miscibles. Nous prévoyons que les besoins en éthane pour les injections de liquides miscibles tomberont au cours de la période des projections puisqu'on s'attend qu'un nombre restreint de nouveaux projets de fluides miscibles seront mis en oeuvre. Nous prévoyons une légère hausse de la demande vers la fin de la période, à mesure qu'une hausse des prix du pétrole stimulera la reprise de la récupération assistée du pétrole. A plus long terme, la demande d'éthane dépendra des besoins de l'industrie pétrochimique.

Les débouchés habituels pour le **propane** ont été divers : chauffage résidentiel; agriculture, notamment pour le séchage des cultures et la production de lait en poudre; combustible dans les restaurants; chauffage portatif dans le secteur industriel; utilisation comme solvant pour la récupération assistée de pétrole. Depuis la fin des années 1970, de plus gros volumes de propane ont été utilisés comme charge d'alimentation pétrochimique. Au début des années 1980, le propane a également été utilisé comme carburant pour les véhicules routiers.

Nous prévoyons que la demande de propane augmentera dans tous les secteurs d'utilisation finale, plus particulièrement dans les transports et la pétrochimie. La demande dans le secteur des transports devrait passer de 2,8 milliers de mètres cubes par jour en 1989 à 4,2 milliers de mètres cubes par jour en 2010. Pendant la même période, la demande de propane par la pétrochimie devrait passer de 1,6 millier à 3,1 milliers de mètres cubes par jour. Les besoins de propane pour l'injection de liquides miscibles diminuera pour passer de plus de 3 milliers de mètres cubes par jour en 1991 à 0,5 millier de mètres cubes par jour vers la fin des années 1990, avant de remonter à 1,2 millier de mètres cubes par jour vers la fin de la période des projections (figure 8-6).

Les **butanes** sont utilisés principalement comme charge d'alimentation dans les raffineries mais sont également utilisés comme charge d'alimentation en pétrochimie, et dans une très faible mesure, pour le chauffage. Les butanes sont rarement utilisés pour les injections de liquides miscibles, sauf lorsqu'ils sont incorporés aux mélanges de LGN.

Le principal facteur qui influera sur la demande de butanes par les raffineries est la production d'essence pour automobile. C'est en Alberta et en Ontario que la demande de butanes par les raffineries est la plus forte. Pendant la période des projections, la production d'essence augmentera d'environ 5 % en Alberta et dépassera 12 % en Ontario. Cette hypothèse est fondée sur le fait que la plupart des raffineries ajoutent les volumes maximaux permis de butanes dans l'essence, et que des changements dans la demande d'essence entraînent des changements correspondant dans la demande de butanes. Les besoins des raffineries en butanes demeureront à près de 3 milliers de mètres cubes par jour pendant toute la période des projections.

Pendant la période d'étude, la demande de butanes par l'industrie pétrochimique passera de 1,5 millier à 3,6 milliers de mètres cubes par jour. La première usine d'éther butylique tertiaire de méthyle (EBTM) au Canada devrait commencer ses activités vers la fin de 1991, ce qui entraînera une augmentation de la demande de butanes en tant que charge d'alimentation se situant à 1,8 millier de mètres cubes par jour. On s'attend que toute la production d'EBTM de cette usine sera exportée. Cependant, si l'EBTM demeurait au Canada et était mélangé à l'essence afin d'accroître l'indice d'octane, il en découlerait une réduction de la demande des butanes utilisés dans la fabrication de carburant pour les véhicules moteurs.

La demande de butanes pour les injections de liquides miscibles devrait passer de 1,3 millier de mètres cubes par jour en 1990 à 0,3 millier de mètres cubes par jour en 1994, et se stabiliser à des niveaux très bas pendant la période d'étude (figure 8-7).

8.3 Offre

Dans cette partie, nous décrivons le fondement de nos projections relatives à l'offre de LGN, d'abord des usines de traitement du gaz naturel, ensuite des raffineries de pétrole.

Les estimations des réserves de LGN en Alberta et en Colombie-Britannique publiées respectivement par l'OCREA et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolifères de la Colombie-Britannique, sont présentées au tableau 8-1. Nous n'avons pas effectué nos propres évaluations des réserves de LGN et les données présentées ne sont pas conformes aux évaluations de l'Office, mentionnées au chapitre 6, concernant les réserves de gaz naturel.

Tableau 8-1

Réserves de liquides de gaz naturel
Estimations provinciales

(millions de mètres cubes)

	Colombie-Britannique[a]	Alberta[b]
éthane	-	330,0
propane	s.o.	129,4
butanes	s.o.	73,1
pentanes plus	5,1	123,5
GPL[c]	10,7	s.o.

Nota : [a] Source: Hydrocarbon and By-Product Reserves in British Columbia, 1989, ministère de l'Énergie, des Mines et du Pétrole de Colombie-Britannique
[b] Comprend les volumes récupérables dans les usines de traitment du gaz à proximité des gisements, les usines de chevauchement et les solvants miscibles. Source: OCREA ST90-18 Réserves de pétrole brut, de sables bitumineux, de gaz, de liquides de gaz naturel et de soufre en Alberta
[c] Propane et butanes.

Nos projections de l'offre de LGN provenant des usines de traitement du gaz sont influencées par deux facteurs principaux : nos projections des rendements futurs en LGN et nos projections de la production totale de gaz naturel.

Le rendement en liquides est une mesure en mètres cubes de LGN récupérés par million de mètres cubes de production de gaz naturel. Au cours des années 1960 et au début des années 1970, les rendements en propane, butanes et pentanes plus ont augmenté (voir la figure 8-4), pour diverses raisons :

- la mise en oeuvre d'importants programmes de recyclage du gaz dans les réservoirs de condensats afin de maximiser la récupération des liquides;
- l'accroissement de la demande et de la production intérieure de pétrole brut qui a eu pour effet d'augmenter l'offre et le traitement du gaz en solution riche en LGN; et
- la construction d'usines de retraitement (usines de chevauchement) à Empress en 1964, à Cochrane en 1970, et d'une seconde usine de ce type à Empress en 1971, lesquelles ont augmenté la récupération des liquides, en plus de ce qui était déjà récupéré par les usines de traitement situées à proximité des gisements.

Cependant, au milieu des années 1970, les rendements en LGN ont

commencé à baisser à cause de la production décroissante de liquides dans les programmes de recyclage du gaz en Alberta. C'est surtout le rendement en pentanes plus qui a diminué, puisque l'offre de ces liquides provenait principalement de ces programmes. En Alberta, de 1975 à 1985, les rendements en propane, butanes et pentanes plus ont diminué de 17, 27 et 42 %, respectivement. De 1985 à 1989, le rendement en propane a augmenté légèrement, le rendement en butanes est demeuré pratiquement le même et le rendement en pentanes plus a encore baissé. Lorsque les rendements en propane, butanes et pentanes plus ont commencé à diminuer dans les années 1970, l'extraction de l'éthane n'en était encore qu'à ses débuts. Le rendement en éthane a continué d'augmenter jusqu'à la dernière moitié des années 1980, à mesure que l'on ajoutait et agrandissait les installations de chevauchement et que l'on ajoutait des installations d'extraction aux usines de traitement du gaz près des gisements, afin de répondre à la demande de liquides utilisés dans la récupération assistée du pétrole. L'ajout d'installation de récupération d'éthane aux usines de chevauchement a également permis d'augmenter la récupération du propane dans ces installations.

Nos projections des futurs rendements en liquides sont fondées sur la teneur en liquides prévue du gaz naturel qui sera produit pendant la période d'étude, et sur la quantité prévue de liquides de gaz naturel qui sera extraite aux usines situées à proximité des gisements et aux installations de chevauchement. Compte tenu des projections des rendements en liquides, les projections de l'offre totale de LGN sont obtenues en appliquant les projections des rendements en liquides à l'ensemble de la production de gaz naturel.

Afin de prévoir la teneur en liquides du gaz naturel qui sera produit pendant la période d'étude, nous avons examiné les teneurs en liquides des réserves de gaz déjà découvertes, celles des réserves de gaz présentement inactives et les évaluations de la teneur en liquides des additions futures aux réserves établies par l'OCREA.

En examinant les teneurs en liquides du gaz extrait en Alberta au cours des années, il apparaît que le gaz était légèrement plus sec du début des années 1950 jusqu'aux environs de 1975, comme le démontrent les pourcentages plus faibles d'éthane, de propane et de butanes qui composaient le gaz. Cependant, cette situation a eu tendance à se renverser au cours des 15 dernières années, les teneurs en éthane, propane et butanes du gaz découvert ayant augmenté de 50 % ou plus comparativement aux niveaux du début des années 1970. Les réserves de gaz découvertes entre 1970 et 1985 contenaient généralement moins de pentanes plus que la moyenne historique. Cependant, la teneur en pentanes plus du gaz découvert au cours des cinq dernières années a été d'environ 50 % supérieure à la moyenne obtenue jusqu'à maintenant.

Nous avons examiné deux catégories de réserves de gaz inactives : le gaz associé, pour lequel les ventes sont reportées, ce gaz étant nécessaire pour maintenir la pression dans le but de maximiser la récupération du pétrole; et, le gaz non associé, qui n'est pas produit en raison de l'absence de débouchés ou du peu de rentabilité de son exploitation.

Le gaz associé, représentant actuellement 10 % de la production totale en gaz, est généralement riche en liquides et sa production accrue tend à augmenter la teneur globale en liquides du flux gazeux produit. Dans nos projections, nous avons tenu compte d'une mise en exploitation échelonnée des réserves de gaz associé, ce qui permet d'en maintenir la production constante au cours de la période d'étude. Les réserves inutilisées de gaz non associé commenceront à être exploitées progressivement. Quatre-ving-dix pour cent de ces réserves sera en production dans les six premières années de nos projections et l'ensemble sera en exploitation dans dix ans. D'ici l'an 2000, ce gaz constituera 30 % de la production totale. Il ne contient que la moitié de la quantité moyenne de liquides initialement présents dans le gaz découvert jusqu'à aujourd'hui, entraînant par conséquent, une diminution de la teneur globale en LGN du flux gazeux qui sera produit.

En comparant la teneur moyenne initiale en liquides du gaz découvert jusqu'à maintenant avec les rendements actuels en liquides, nous constatons que celle-là est considérablement plus élevée (d'environ 30 %). Les rendements actuels plus faibles peuvent être attribués à divers facteurs : bon nombre des gisements de gaz à l'origine riches en liquides ont été épuisés par des programmes de recyclage; les gisements de gaz initialement riches en liquides sont à un stade plus avancé d'épuisement que les gisements de gaz secs parce qu'ils sont davantage exploités en raison de leur meilleure rentabilité; et, tous les liquides ne sont pas récupérés du gaz produit.

Pour ce qui est des additions aux réserves, l'OCREA estime que le gaz naturel contiendra respectivement 75, 45 et 85 mètres cubes de propane, de butanes et de pentanes plus liquides par million de mètres cubes de gaz commer-

cialisable. Ces proportions sont semblables à celles des liquides actuellement extraits en Alberta. Ces estimations ont été obtenues en divisant l'Alberta en régions géographiques égales, en déterminant ensuite la teneur en LGN du gaz découvert jusqu'à maintenant dans chacune de ces régions, et en présumant qu'à l'avenir, les découvertes qui s'effectueront dans ces mêmes régions auront des compositions semblables aux découvertes antérieures. Nous avons tenu compte de ces estimations en préparant nos projections.

En plus de nos projections relatives relatives à la teneur en liquides du gaz naturel qui sera produit dans l'avenir, nos projections des rendements futurs en liquides se fondent sur les niveaux de récupération prévus.

Les exploitants d'usines de traitement du gaz ont souvent des incitations économiques à extraire plus de liquides que les minima nécessaires pour satisfaire aux exigences techniques des pipelines. La rentabilité de l'extraction des liquides dépend de divers facteurs, dont :

- la valeur du gaz naturel à la sortie de l'usine;
- la valeur des liquides de gaz naturel à la sortie de l'usine;
- la disponibilité des débouchés; et
- le coût d'extraction des liquides de gaz naturel.

L'ensemble de ces facteurs détermineront grandement dans quelle mesure les liquides disponibles pour la récupération seront réellement extraits aux usines de traitement pendant la période d'étude.

Les prix relatifs du pétrole brut et du gaz naturel sont des éléments très importants lorsqu'il s'agit d'évaluer la rentabilité de l'extraction des liquides de gaz naturels, surtout en raison de la manière avec laquelle les prix des LGN à la sortie de l'usine sont fixés. Les liquides de gaz naturel peuvent être substitués dans différents marchés d'utilisation ultime par des produits pétroliers. Le prix du pétrole brut influence directement le prix des produits raffinés et, jusqu'à un certain point, ces produits raffinés et les LGN sont interchangeables, ce qui influence indirectement les prix des LGN sur les marchés d'utilisation ultime. Les prix à la sortie de l'usine des LGN sont équivalents aux prix du marché d'utilisation ultime moins les frais de transport et de distribution. A l'usine de traitement, les incitations à extraire plus de LGN que le minimum nécessaire pour satisfaire aux exigences techniques des pipelines se calculent en comparant la valeur des LGN et celle du gaz naturel à la sortie de l'usine. Le prix des LGN doit dépasser ceux du gaz naturel d'un montant au moins suffisant pour couvrir les frais d'extraction des liquides. Dans notre scénario de référence, le prix du gaz naturel augmente par rapport au prix du pétrole brut pendant la période des projections. Ce qui pourrait entraîner une baisse de la valeur des LGN à la sortie de l'usine comparativement à celle du gaz naturel, diminuant de ce fait les avantages économiques à extraire des LGN.

Bien que nous anticipions que le changement du prix relatif pendant la période d'étude aura cet effet directif, nous n'avons pas tenté d'évaluer quel serait cet effet sur nos projections de l'offre des LGN. Les aspects financiers de l'extraction des LGN diffèrent grandement d'un gisement à l'autre, et dépendent de facteurs comme les contrats de vente de gaz naturel, la teneur en liquides du flux gazeux, l'existence d'usines de traitement du gaz adéquates et le droit de propriété; l'analyse rigoureuse de ces facteurs dépasse cependant les limites de cette étude. Nous sommes plutôt partis de l'hypothèse que les niveaux futurs de récupération des LGN seront semblables à ceux existant actuellement : l'essentiel du propane, du butane et des pentanes plus et près de la moitié de l'éthane disponible sont actuellement récupérés. Nos projections de l'offre représentent donc une disponibilité potentielle des approvisionnements non limitée par la demande, compte tenu de ces niveaux prévus de récupération à partir du flux gazeux produit. Si les incitations à extraire des liquides diminuaient pendant la période d'étude, les approvisionnements qui seraient réellement disponibles pourraient être inférieurs à nos projections.

Nous avons également préparé des projections de l'offre de LGN pour certaines usines de traitement du gaz qui totalisent environ 95, 75, 75 et 60 % de la production actuelle d'éthane, de propane, de butanes et de pentanes plus, respectivement. Ces projections nous ont permis d'élaborer des projections globales de l'offre de LGN jusqu'à 2010. Pour ces usines, on s'attend que la teneur moyenne en liquides du gaz d'entrée augmentera entre 1992 et 1993 lorsque l'usine Shell à Caroline commencera ses activités, et qu'elle se stabilisera par la suite (tableaux A8-3 et A8-6 en annexe).

Les différents aspects mentionnés ci-dessus constituent les fondements de nos projections des rendements futurs en liquides de gaz naturel. Dans l'ensemble, nous prévoyons que les rendements en liquides tomberont à court terme au fur et à mesure que les liquides présentement obtenus dans les

programmes de recyclage s'épuiseront et que la production de gaz naturel non associé augmentera permettant de répondre à la demande globale de gaz naturel. Cependant, nous prévoyons que le gaz naturel riche en liquides, découvert à Caroline en Alberta, commencera à être produit vers la fin de 1992 et atteindra le niveau de production maximal en 1993. On s'attend que la production de liquides à partir de ce gisement entraînera l'augmentation du rendement global en liquides de gaz naturel. Nous avons présumé que le rendement baisserait à nouveau après 1993, en raison de la production accrue de gaz non associé, de la diminution des liquides produits dans les programmes de recyclage et de l'épuisement de quelques-uns des plus riches gisements de gaz. Pendant la période d'étude, l'offre de gaz naturel provenant des additions aux réserves constituera une proportion de plus en plus grande de l'ensemble du gaz naturel produit, ce qui mènera à une légère hausse du rendement global après l'an 2000. On prévoit que les changements dans les rendements en liquides de gaz naturel par rapport aux niveaux actuels seront relativement faibles. Pour ce qui est des rendements en propane, butanes et pentanes plus dans l'Ouest canadien, on s'attend qu'ils se maintiendront à 5 % en-deçà des niveaux actuels, alors que les rendements en éthane demeureront constants. Les rendements historiques et prévus sont présentés pour chacune des composantes des LNG à la figure 8-4.

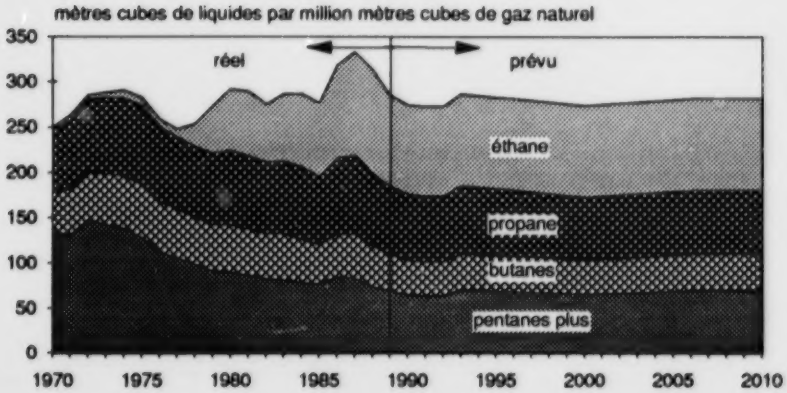
Compte tenu des projections des rendements (le volume de LGN récupéré par unité de gaz naturel produit), la production totale des LGN provenant des usines de traitement du gaz naturel de l'Ouest canadien est directement reliée au volume total de gaz naturel produit. Nous prévoyons que la quantité de gaz naturel produit dans l'Ouest canadien augmentera de près de 30 % entre 1989 et 2001, et retombera légèrement par la suite. En 2005, la production de gaz naturel de l'Ouest canadien devrait être de 15 % supérieure au scénario élevé du rapport de 1988.

En plus de la production de gaz du BSOC, on s'attend que la production de gaz naturel du delta du Mackenzie et au large de la côte est contribueront à l'offre de LGN d'ici à 2010.

Nous prévoyons que le gaz du delta du Mackenzie sera traité afin de récupérer les pentanes plus, tel que l'ont indiqué Esso, Gulf et Shell pendant l'audience GH-10-88 de l'Office concernant les exportations de gaz du delta du Mackenzie. On s'attend que la production des pentanes plus, à partir du gaz du delta, commencera à 3 000 mètres cubes pour passer ensuite à 4 000 mètres cubes par jour au moment où la production de gaz du delta augmentera vers la fin de la période des projections.[1] Nous avons présumé que cette production accrue de gaz ne sera pas aussi riche en pentanes plus que la production initiale. Le transport de ces liquides jusqu'aux marchés exigerait la construction d'un gazoduc à partir du delta du Mackenzie. Nous prévoyons que le gaz du delta sera traité dans une des usines de chevauchement de l'Alberta afin d'en extraire plus de liquides.

La production de gaz naturel au large de la côte est devrait commencer en 2010 (voir le chapitre 6) au rythme de 125 pétajoules par année. Nous prévoyons que la production de propane, de butanes et de pentanes plus qui correspond à ce niveau de production de gaz naturel atteindra 400, 300 et 1 300 mètres cubes par jour, respectivement. On n'a effectué aucune projection de la production d'éthane à partir du gaz de la côte est.

Figure 8-4
Rendements en LGN
scénario de référence



1 En raison du relatif décalage qu'il y a eu entre notre analyse sur les LGN et celle que nous avons menée sur l'offre de gaz naturel, l'année de démarrage de la production de gaz du delta indiquée dans le présent chapitre (2002) diffère légèrement de la date indiquée au chapitre 6 (2004). Compte tenu des incertitudes quant aux échéanciers applicables aux projets des régions pionnières, nous considérons cet écart comme étant négligeable.

Le résultat de notre analyse des rendements actuels et futurs en LGN de la production de gaz naturel dans le BSOC et des projets gaziers dans les régions pionnières, est que l'offre de LGN obtenue dans les usines de traitement du gaz augmentera pendant toute la période des projections (tableau 8-2, tableau A8-2 en annexe).

Le propane et les butanes (GPL) sont également produits dans les raffineries de pétrole, à diverses étapes du raffinage. Le pétrole brut qui entre dans une raffinerie peut contenir jusqu'à 4 % de GPL par unité de volume. Le GPL est séparé avec les gaz légers des autres composantes du pétrole brut aux premières étapes du raffinage, il est également obtenu aux dernières étapes sous forme de sous-produits.

Une fois récupéré en raffinerie, le GPL peut être vendu, consommé comme combustible, utilisé comme charge d'alimentation par les autres unités de traitement, ou, dans le cas du butane normal, mélangé à de l'essence. Nos projections de l'offre de GPL par les raffineries sont fondées sur les volumes vendus en 1989 par unité de charge d'alimentation de pétrole brut, sur une base régionale, et sur les projections des besoins en charge d'alimentation pour le pétrole brut, dont nous avons fait état au chapitre 7. Bien que nous reconnaissions que le volume commercialisé de GPL produit en raffinerie puisse être différent si la qualité du pétrole brut raffiné au Canada change ou si les raffineries modifient leur configuration afin de répondre à la demande des produits, nos projections ne tiennent aucunement compte de ces changements.

Nous prévoyons que la production de propane et de butanes dans les raffineries n'augmentera que légèrement au cours de la période des projections (tableau 8-2). Les tableaux A8-7 et A8-8 en annexe présentent, à tour de rôle, les projections de l'offre de propane et de butanes des raffineries par région.

Nos projections de l'offre ne comprennent aucune production de LGN provenant d'usines de production de pétrole brut synthétique ou d'usines de valorisation. Actuellement, les gaz synthétiques produits par les procédés de valorisation dans ces usines, ainsi que tous les liquides qu'ils contiennent, sont utilisés sur place comme combustible. Les propriétaires de ces usines ont étudié la possibilité d'extraire les LGN des gaz synthétiques, mais, jusqu'à maintenant, cette récupération ne s'est pas révélée rentable. Nous supposons que les nouvelles usines de production du pétrole synthétique et de valorisation comprises dans nos projections ne posséderont pas d'unités de récupération des liquides du gaz naturel.

Les figures 8-5, 8-6 et 8-7 présentent respectivement nos projections de l'offre globale d'éthane, de propane et de butanes.

Tableau 8-2

Offre de liquides en gaz naturel scénario de référence

(milliers de mètres cubes par jour)

	1989	1993	2000	2005	2010
usines de gaz					
éthane	28,1	34,1	38,0	41,2	41,5
propane	21,0	25,4	26,0	28,2	28,4
butanes	11,2	13,3	13,9	15,7	16,0
pentanes plus	19,5	23,8	24,3	27,6	27,9
raffineries					
éthane	-	-	-	-	-
propane	4,5	4,6	4,8	5,0	5,1
butanes	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
pentanes plus	-	-	-	-	-
total					
éthane	28,1	34,1	38,0	41,2	41,5
propane	25,5	30,0	30,8	33,2	33,5
butanes	13,2	15,4	16,1	17,9	18,3
pentanes plus	19,5	23,8	24,3	27,6	27,9

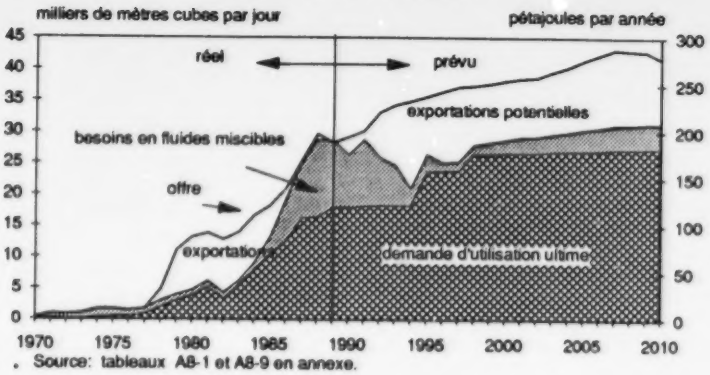
Source: tableau A8-2 en annexe.

8.4 Exportations et bilans de l'offre et de la demande

Dans cette partie, nous décrivons la relation entre l'offre et la demande intérieure pour l'éthane, le propane et les butanes, et le potentiel d'exportation de chacun de ces produits.

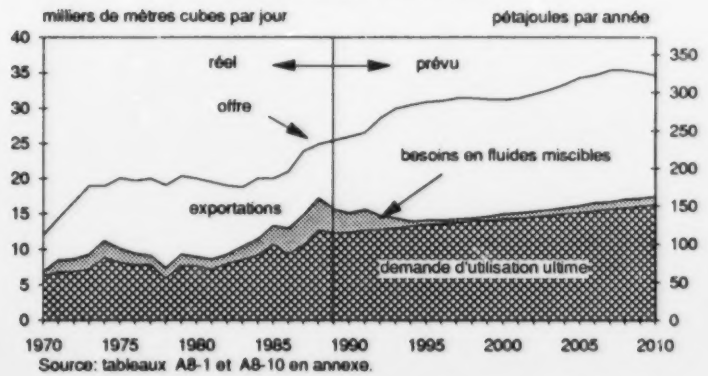
La demande intérieure d'éthane augmentera de 20 % pendant la

Figure 8-5
Offre et demande d'éthane
scénario de référence



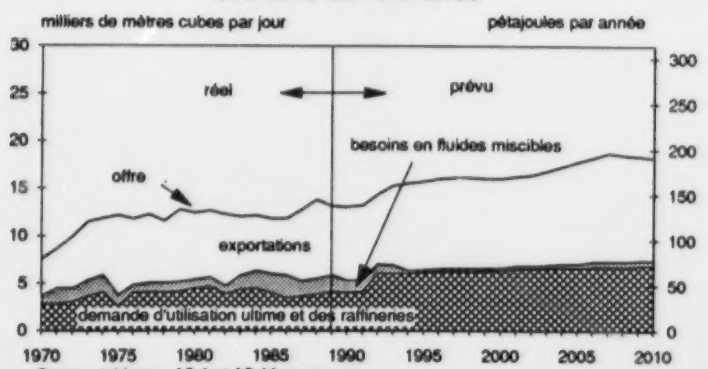
Source: tableaux A8-1 et A8-9 en annexe.

Figure 8-6
Offre et demande de propane
scénario de référence



Source: tableaux A8-1 et A8-10 en annexe.

Figure 8-7
Offre et demande de butanes
scénario de référence



Source: tableaux A8-1 et A8-11 en annexe.

période des projections. Cependant, un accroissement potentiel de plus de 40 % de l'offre d'éthane pourrait fournir des débouchés pour des niveaux d'exportation plus élevés que ceux prévus pour 1991. L'éthane produit dans l'Ouest canadien est actuellement exporté par le réseau Cochin vers les marchés du Midwest américain et de la région du Golfe du Mexique. Les exportations d'éthane en 1990 ont atteint en moyenne quelque 4 milliers de mètres cubes par jour et se situeront entre 5 et 6 milliers de mètres cubes par jour en 1991. A plus long terme, si aucun débouché pour la production d'éthane excédentaire n'est trouvé, il sera réinjecté dans le circuit du gaz.

La demande de propane pour utilisation finale a augmenté progressivement depuis la fin des années 1970. Nos projections indiquent que cette tendance se poursuivra, principalement à cause de l'utilisation accrue en pétrochimie et dans les transports. Cependant, nous prévoyons que les besoins en propane pour les injections de liquides miscibles aux hydrocarbures diminueront. La demande totale de propane diminuera à court terme en raison de la baisse de la demande pour l'injection de liquides miscibles, mais remontera à partir de 1995 jusqu'à la fin de la période des projections. On s'attend que l'offre augmentera plus que la demande intérieure, ce qui produira des excédents accrus de propane qui pourront être exportés.

La demande de butanes a été relativement stable depuis le début des années 1970, et s'est maintenue à des niveaux bien inférieurs aux niveaux de production. Selon nos projections, la demande de butane pour utilisation finale et les besoins des raffineries devrait continuer à être relativement stable, mais les besoins en

butanes pour les injections de liquides miscibles devraient diminuer dans les années 1990. On prévoit que l'offre de butanes augmentera, ce qui donnera lieu à un excédent encore plus grand que par le passé de l'offre par rapport à la demande intérieure.

Les États-Unis représentent actuellement le principal marché d'exportation pour le propane et les butanes du Canada. Déjà, le Canada exportait du propane vers le Japon, mais il a cessé de le faire, car les pays de la ceinture du Pacifique et du Moyen-Orient offrent du propane à des conditions plus avantageuses. Dans la région américaine du Golfe du Mexique, où l'on prévoit un accroissement de la concurrence par les produits venant du Moyen-Orient et de l'Algérie, le propane canadien est aujourd'hui compétitif, grâce aux tarifs incitatifs offerts par les réseaux Cochin et MAPCO.

8.5 Observations finales

Le Canada possède une infrastructure vaste et bien implantée de production, de transport et de distribution des LGN.

La demande intérieure des LGN devrait s'accroître malgré la réduction de la demande pour les LGN utilisés dans l'injection de liquides miscibles. Nous prévoyons que la demande intérieure d'éthane augmentera à la suite de la construction d'une nouvelle usine de production d'éthylène. On s'attend que la demande de propane augmentera dans tous les secteurs, avec des accroissements plus marqués dans les secteurs des transports et de la pétrochimie, et le parachèvement de la construction d'une usine d'EBTM entraînera l'augmentation de la demande de butanes.

Les LGN sont surtout produits par le traitement du gaz naturel mais certaines quantités de propane et de butanes sont obtenues dans les raffineries de pétrole brut. Les principaux facteurs de l'offre potentielle sont les rendements en liquides et la production de gaz naturel.

Nous croyons que les rendements en liquides demeureront relativement constants, mais cette hypothèse repose sur divers facteurs, y compris la composition du gaz naturel qui sera découvert dans l'avenir, ce qui entraîne un peu d'incertitude quant à nos projections. L'offre potentielle de LGN devrait augmenter au cours de la période à mesure que la production de gaz naturel s'accroîtra en réponse à la hausse de la demande intérieure et extérieure. Dans l'ensemble, nos projections de l'offre de LGN sont bien plus élevées que nos projections d'après le scénario élevé de 1988, du fait que la production de gaz naturel et que les rendements en liquides devraient augmenter. A l'heure actuelle, nous prévoyons qu'en 2005, l'offre de propane, de butanes et de pentanes plus sera supérieure de 30, 16 et 23 %, respectivement, à celle figurant au scénario élevé du rapport de 1988. Dans la mesure où la production de gaz naturel serait supérieure ou inférieure aux projections indiquées dans le scénario de référence, il y aurait une augmentation ou une diminution correspondante de la disponibilité potentielle de l'offre de LGN.

Nos projections de l'offre potentielle et des incitatifs à extraire des liquides dépendent de facteurs comme les prix relatifs du pétrole et du gaz. Nos projections, d'après notre scénario de référence, indiquent une hausse des prix du gaz par rapport à ceux du pétrole pendant la période d'étude. Bien que cette hausse ait des incidences négatives sur les aspects financiers de l'extraction des LGN, nous prévoyons quand même qu'avec une augmentation de la production de gaz naturel, l'offre de LGN connaîtra une croissance au cours de la période d'étude.

Notre analyse démontre qu'il y aura des excédents appréciables de l'offre potentielle d'éthane, de propane et de butanes par rapport à la demande intérieure au cours de la période des projections.

L'offre potentielle d'éthane dépassera largement la demande intérieure pendant toute la période d'étude. S'il n'y avait aucun débouché à l'exportation pour ces volumes, l'éthane serait laissé dans le circuit du gaz et vendu à titre de gaz naturel. Afin de vendre toute la production de propane et de butanes, nous continuerons d'être très dépendants des marchés d'exportation concurrentiels. Comme c'est le cas pour l'éthane, certains volumes de propane et de butanes pourraient être laissés dans le circuit du gaz et vendus à titre de gaz naturel, si ces débouchés à l'exportation ne se matérialisaient pas.

Chapitre 9

Charbon

Dans ce chapitre, nous examinons l'offre et la demande de charbon canadien sur les marchés intérieurs et internationaux. Nous commençons par une description des divers types de charbon, suivie par l'examen des ressources restantes et des réserves de chaque type. Cette analyse se poursuit avec l'étude des prix du charbon et des frais de transport. Les perspectives relatives à la demande intérieure, aux exportations, aux importations et à la production sont suivies d'observations finales sur nos de l'offre et de la demande de charbon.

La qualité du charbon canadien va du lignite et du charbon subbitumineux, de faible qualité, au charbon bitumineux et à l'anthracite de meilleure qualité. Plus la qualité du charbon est élevée, plus son pouvoir calorifique est grand. Une des caractéristiques importantes du charbon est sa teneur en soufre. On ne continuera d'utiliser le charbon que si l'on réduit les émissions de gaz acides. La sensibilisation croissante aux dangers des émissions d'anhydride sulfureux et des pluies acides donnent une valeur particulière aux charbons de l'Ouest qui contiennent en général moins de 1 % de soufre. Les charbons de l'Est du Canada contiennent habituellement 4 % de soufre; quelques gisements en contiennent jusqu'à 10 % ou plus. Les utilisations du charbon varient selon sa qualité :

- Le lignite et le charbon subbitumineux, qui, en raison de leur faible pouvoir calorifique, ne sont pas économiques à transporter sur une longue distance, sont principalement utilisés pour la production d'électricité à proximité des puits de mines.

- Le charbon bitumineux peut être utilisé pour fournir de l'énergie thermique et, en raison de son pouvoir calorifique élevé, il s'avère rentable de le transporter jusqu'à des marchés plus éloignés. Certains charbons bitumineux peuvent également être utilisés pour produire du coke, qui est un agent réducteur et une source de chaleur pour les aciéries et d'autres industries métallurgiques. Ce type de charbon demande une certaine transformation pour se conformer aux exigences du marché, entre autres, la réduction de la teneur en matières minérales, en soufre et en humidité.

- De petites quantités d'anthracite importé sont utilisées pour la fonte du titane. Bien que les gisements d'anthracite au Canada ne soient pas actuellement exploités, ils pourraient servir à certains usages thermiques.

9.1 Ressources et réserves

Le Canada est très riche en charbon.[1] Les ressources de charbon, qui ne constituent qu'une petite partie de l'ensemble des richesses, comprennent des gisements de charbon qui se présentent dans des limites précises d'épaisseur et de profondeur. Ces limites donnent une mesure de la faisabilité économique et technique de leur exploitation.

Les ressources en charbon sont habituellement réparties en deux catégories principales : les ressources "d'intérêt immédiat" et les ressources "d'intérêt futur". Pour être d'intérêt immédiat, les ressources doivent être constituées par des couches de charbon dont l'épaisseur, la qualité, la profondeur et l'emplacement les rendent intéressantes à explorer de façon suivie ou à mettre en valeur rapidement. Les ressources d'intérêt futur seraient plus coûteuses à exploiter en raison de leur éloignement ou de la profondeur du gisement. Ces deux catégories se subdivisent ensuite en ressources "mesurées", "indiquées" et "déduites", selon l'envergure des travaux d'exploration, d'échantillonnage et d'analyse déjà effectués. On connaît avec un degré élevé de certitude l'existence des ressources mesurées, mais l'existence des ressources déduites est beaucoup moins certaine.

Presque 95 % des ressources d'intérêt immédiat sont situées dans l'Ouest canadien (tableau 9-1). Les ressources d'intérêt futur sont concentrées dans l'Arctique et

1 Les définitions utilisées pour décrire les ressources et les réserves de charbon sont celles qui ont cours généralement dans l'industrie du charbon. Elles sont un peu différentes de celles de l'industrie du pétrole et du gaz naturel qui ont été utilisées dans les chapitres antérieurs de ce rapport.

Tableau 9-1

Sommaire des ressources de charbon d'intéret immédiat par province

(mégatonnes)

province	bitumineux peu volatil-anthracite	bitumineux volatil moyen et faible	bitumineux volatil élevé et moyen	subbitumineux-bitumineux très volatil	lignite - subbitumineux	total
Colombie-Britannique	1610	9270	7190	645	1090	**19805**
Alberta	815	3515	1710	7420	33475	**46935**
Saskatchewan	-	-	-	-	7595	**7595**
Ontario	-	-	-	-	180	**180**
Nouveau-Brunswick	-	-	75	-	-	**75**
Nouvelle-Écosse	-	-	1405	-	-	**1405**
Yukon et District de Mackenzie	90	-	150	350	2290	**2880**
Canada	2515	12785	10530	8415	44630	**78875**

Source: Ressources canadiennes en charbon, Doc. 89-4, Commission géologique du Canada, 1989.

Nota: [a] Le charbon thermique englobe généralement les classes du lignite et le charbon subbitumineux, le charbon subbitumineux et bitumineux très volatil, et l'anthracite et le charbon bitumineux faiblement volatil. Le charbon métallurgique comprend généralement les classes de charbon bitumineux à volatilité moyenne et faible, et de charbon bitumineux à volatilité élevée et moyenne.

à de plus grandes profondeurs dans les plaines de l'Alberta (tableau A9-1, en annexe).

Plus de 60 % des ressources d'intérêt immédiat consistent en gisements de lignite et de charbon subbitumineux de moindre qualité situés essentiellement en Alberta. Les ressources bitumineuses d'intérêt immédiat, de qualité supérieure, se retrouvent surtout en Colombie-Britannique, mais des gisements d'importance se présentent également en Alberta et en Nouvelle-Écosse.

On appelle réserves les portions de ressources mesurées et indiquées d'intérêt immédiat qui sont jugées les plus appropriées pour l'exploitation commerciale. Les réserves sont des gisements dont le périmètre a été bien délimité grâce à l'exploration et l'échantillonnage et dont l'extraction est jugée rentable compte tenu de la technologie disponible.

L'évaluation des réserves la plus récente, à l'échelle nationale, a été effectuée le 31 décembre 1985 (tableau 9-2).[1] Le tableau de l'inventaire global des réserves par rapport aux niveaux de production, qui a été obtenu grâce aux données de 1985, est demeuré inchangé au cours de la période subséquente. Les réserves récupérables restantes correspondent à 90 fois la production canadienne de 1989 qui se chiffrait à 71 mégatonnes. De ces réserves, 71 % sont constituées de charbon thermique. Les réserves de lignite se retrouvent principalement en Saskatchewan, alors que toutes les réserves de charbon subbitumineux sont situées en Alberta. La majeure partie du charbon métallurgique provient de la Colombie-Britannique.

1 Afin d'obtenir une évaluation récente, il serait nécessaire d'incorporer la production et les évaluations des propriétés minières qui ont été effectuées depuis 1985. Des estimations plus récentes sont disponibles pour certaines provinces et gisements, cependant, nous avons préféré avoir recours à un ensemble de données plus complètes et homogènes.

Tableau 9-2

Réserves récupérables restantes de charbon par province et par classe au 31 décembre 1985

province	classe	mégatonnes	pétajoules
Colombie-Britannique	lignite	566	7600
	bitumineux		
	thermique	433	10836
	métallurgique	1563	39114
Alberta[a]	subbitumineux	871	15800
	bitumineux		
	thermique	800	17115
	métallurgique	240	5135
Saskatchewan	lignite	1670	23000
Nouveau-Brunswick	bitumineux		
	thermique	21	500
Nouvelle-Écosse	bitumineux		
	thermique	300	7663
	métallurgique	115	2937
Canada	lignite	2236	30600
	subbitumineux	871	15800
	bitumineux		
	thermique	1553	36114
	métallurgique	1918	47186
	total	6578	129700
Canada	thermique[b]	4660	82514
	métallurgique	1918	47186

Source: Exploitation du charbon au Canada: 1986, Rapport 87-3E, CANMET, septembre 1987.

Nota : [a] L'OCREA estimait, à 2 586 mégatonnes, le total des réserves pour lesquelles des permis d'exploitation ont été obtenus, au 31 décembre 1989 (OCREA ST90-31).

[b] Les réserves de charbon thermique englobent toutes les réserves de lignite, de charbon subbitumineux et de charbon bitumineux thermique.

9.2 Prix du charbon et frais de transport

Le charbon canadien est en concurrence avec les autres combustibles sur les marchés internationaux de l'énergie, par exemple, avec le mazout lourd et le gaz naturel dans la production de l'électricité. Il est également en concurrence avec le charbon provenant d'autres pays producteurs. Dans le passé, le prix du charbon a été inférieur à celui du pétrole, mais a généralement suivi les tendances des prix du pétrole brut. Cependant, ces dernières années, le prix du charbon a baissé par rapport à celui du pétrole brut à cause d'un excédent de charbon sur les marchés mondiaux.

Une offre excédentaire de charbon à l'échelle mondiale s'est produite dans les années 1980, par suite de la construction de plusieurs nouvelles mines destinées aux marchés d'exportation, y compris des mines situées en Chine et en Colombie qui sont des producteurs de charbon à moindres coûts. Cela a entraîné une chute des prix du charbon payés aux exportateurs canadiens pendant la majeure partie des années 1980. A titre d'exemple, le prix nominal en dollars US pour les exportations de charbon métallurgique au Japon d'un seul producteur a diminué de 17 % entre 1980 et 1987 (tableau 9-3). En dollars canadiens, et en tenant compte de l'inflation, la chute du prix en chiffres absolus a été d'environ 35 %.

La valeur du charbon varie d'un gisement à un autre en fonction de caractéristiques comme le pouvoir calorifique, la teneur en humidité, en matières minérales (cendre) et en soufre. En outre, les prix relatifs à la production de charbon dans une mine en particulier sont fondés sur des arrangements contractuels

Tableau 9-3
Prix de base des contrats d'exportation pour les exportations de charbon métallurgique au Japon

année	Luscar - volatil moyen [a] (dollars la tonne)	
	$ US	$ CAN 1990 [b]
1970	11,86	44,31
1975	46,85	114,28
1980	52,79	99,35
1985	50,43	82,84
1986	49,00	79,99
1987	44,00	65,67
1988	46,90	62,42
1989	50,40	61,50

Source: Information sur le charbon 1989, Agence internationale de l'énergie,1989.
Notes: [a] FOBT, (franco à bord arrimé).
[b] Calculé selon l'indice de déflation du PIB canadien et les taux de change Canada/É.-U.

spécifiques. Malgré ces facteurs, la tendance présentée au tableau 9-3 est jugée généralement représentative des prix reçus par les exportateurs canadiens au cours de cette période, sauf pour ce qui est des exportations provenant des mines Quintette et Bullmoose en Colombie-Britannique qui sont été mises en exploitation sur la base de contrats à long terme avec des acheteurs japonais et qui ont bénéficié de prix supérieurs aux prix mondiaux.[1]

Les prix nominaux du charbon se sont raffermis vers la fin des années 1980 par suite du resserrement de l'offre face à une demande accrue de charbon par l'industrie métallurgique et les services publics d'électricité. Cependant, en ce qui concerne les contrats négociés en dollars américains, les hausses de prix des exportations en 1988 et en 1989 ont été en grande partie annulées, en valeur absolue, par l'inflation et l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Nous prévoyons que l'industrie du charbon demeurera hautement concurrentielle et que les prix sur les marchés mondiaux suivront, à long terme, les tendances des coûts de production.

Dans certains pays comme l'Allemagne, l'appui du gouvernement est nécessaire pour maintenir l'industrie nationale du charbon parce que les coûts de production dans le pays sont supérieurs aux coûts marginaux d'approvisionnement en charbon sur les marchés internationaux. Ce type d'appui aggrave la situation de l'offre internationale qui est déjà excédentaire, et a pour effet d'entraîner à la baisse les prix mondiaux du charbon. Une tendance se dessine dans certains pays en vue de réduire la production et d'utiliser du charbon domestique non concurrentiel.

En ce qui a trait aux marchés canadiens, nous présumons que les prix réels du charbon destiné à la production d'électricité et aux industries resteront inchangés. Ce qui signifie que les coûts reliés à tout accroissement de la productivité pour répondre à la demande intérieure que cela soit en exploitant des mines existantes ou en mettant en valeur de nouvelles mines, se maintiendront aux niveaux actuels.

La plupart des mines au Canada sont des mines à ciel ouvert, pour lesquelles les coûts de production sont généralement beaucoup moins élevés que ceux des mines souterraines. Les coûts du charbon canadien à proximité des puits de mines sont plus que concurrentiels avec les mêmes coûts ailleurs dans le monde, mais, les coûts du charbon livré comprennent les coûts de production et les frais de transport.

Les frais de transport du charbon vers les marchés varient énormément selon l'emplacement géographique des mines, le marché à desservir et le mode de transport. A l'exception du charbon utilisé pour la production d'électricité sur l'emplacement même de la mine, la mise en marché du charbon de l'Ouest canadien exige le transport par voie ferrée sur de longues distances, dont le coût représente une grande partie du prix livré. Le charbon de l'Ouest exporté à partir des ports de la Colombie-Britannique est transporté sur 1 100 km; le charbon acheminé vers l'est, en direction des ports charbonniers des Grands Lacs, parcourt environ 2 200 km jusqu'à Thunder Bay (figure 9-1). Le tarif ferroviaire est en moyenne de 20 $ CAN la tonne acheminée vers les ports de la côte ouest et plus de 35 $ CAN la tonne acheminée vers l'est jusqu'à Thunder Bay. Les charbons métallurgiques exportés de la côte ouest représentent

1 Une décision arbitrale récente a été rendue le 1er juillet 1990, au sujet du prix du charbon de la mine Quintette afin de le réduire à 84,40 $ CAN la tonne.

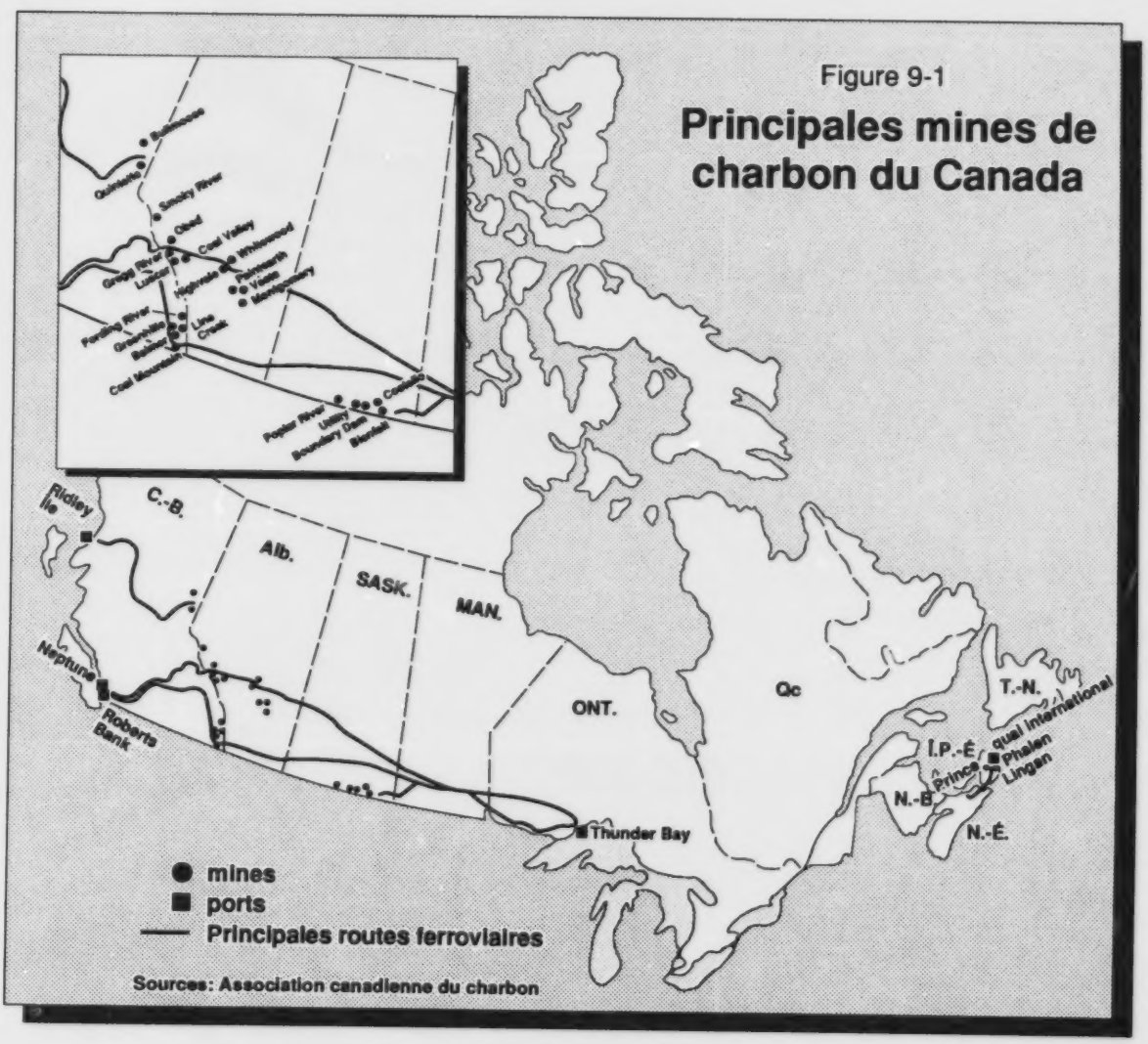
environ le tiers de la valeur des charbons à l'expédition; le pourcentage est plus élevé pour les charbons thermiques. Ces coûts de transport terrestre sont plus élevés que ceux que doivent assumer la Colombie, L'Afrique du Sud, L'Australie ou la Chine, pays où la distance entre la source et les points d'exportation côtiers est beaucoup moindre. Ces frais placent donc les exportations canadiennes en moins bonne position concurrentielle sur les marchés mondiaux. Par conséquent, il est d'une importance particulière que les coûts de production au Canada demeurent concurrentiels avec ceux des autres pays producteurs.

Des recherches sont menées actuellement afin d'améliorer la possibilité pour le charbon canadien de concurrencer les autres charbons sur les marchés de l'énergie à l'intérieur et à l'exportation, en voici quelques unes :

- la technologie de combustion en lit fluidisé qui permet de réduire les émissions de gaz acides par rapport aux appareils classiques de combustion à charbon pulvérisé;
- la technologie à cycle combiné qui utilise la gazéification dont le but est d'augmenter l'efficacité de la production d'électricité à partir de charbon, et de réduire les émissions de SO_2 et de NO_x;

Figure 9-1

Principales mines de charbon du Canada



- des techniques d'extraction souterraine permettant d'améliorer la récupération de charbon et de la réaliser à partir d'épais filons houillers à des coûts de production moindres;
- la valorisation du charbon afin d'éliminer les matières non combustibles et l'excédent d'humidité avant l'expédition, dans le but de réduire les frais de transport;
- on étudie également la faisabilité de l'acheminement par oléoducs de mélanges charbon/pétrole, toujours avec l'objectif de réduire les frais de transport.

Tableau 9-4
Demande intérieure de charbon
(mégatonnes)

	1989[a]	1995[b]	2000[b]	2010[b]
thermique				
électricité	45,9	43,1	49,3	57,0
industrie pétrolière [c]	0,0	0,0	0,0	9,0
autres	2,0	2,2	2,3	2,6
total	48,0	45,3	51,6	68,6
métallurgique	5,9	7,1	7,5	8,3
total	53,9	52,4	59,1	76,9

[a] Source: La statistique du charbon au Canada: 1989, Énergie, Mines et Ressources, 1990.
[b] Source: Tableau A9-4, en annexe.
[c] Demande de charbon pour la production de vapeur dans la récupération du bitume.

9.3 Demande intérieure

Pendant la première moitié de ce siècle, le charbon a été la principale source d'énergie au Canada; il représentait la moitié de la demande d'énergie primaire en 1950. Au cours des années 1950 et 1960, le pétrole et le gaz naturel ont remplacé le charbon pour le chauffage et dans l'industrie en général; le carburant diesel a remplacé le charbon dans le transport ferroviaire. Dans les années 1960, l'utilisation accrue de charbon en Ontario par l'industrie sidérurgique, ainsi que par les services publics d'électricité a eu pour effet de renverser la tendance à la baisse de la demande. L'accroissement de la demande de charbon depuis 1970 s'explique principalement par les besoins de la production d'électricité en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. A l'heure actuelle, au Canada, le charbon sert principalement à la production de l'électricité (charbon thermique) et du fer et de l'acier (charbon métallurgique) (tableau 9-4). Des recherches se poursuivent dans le domaine de la conversion du charbon à d'autres combustibles, et des projets visant l'expansion des nouveaux marchés pour le charbon sont en cours.

Charbon thermique

On s'attend que l'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse continuent de privilégier le charbon pour la production d'électricité, des dispositifs de désulfuration des gaz de fumée étant ajoutés en fonction des exigences. Comme il est mentionné au chapitre 5, Ontario-Hydro diminuera sa consommation de charbon dans un proche avenir, dès que la centrale nucléaire en construction à Darlington sera mise en service. Nous avons supposé qu'Ontario-Hydro ne construira pas de nouvelle centrale alimentée au charbon pendant la période des projections. La législation de l'Ontario a imposé un nouveau plafond quant aux émissions d'anhydride sulfureux pour 1994 et au-delà. Nous avons présumé que ces normes plus strictes seraient respectées grâce à l'installation d'épurateurs dans certaines centrales existantes alimentées au charbon. Pour satisfaire à ces normes d'émission plus rigoureuses, il faudra assumer des coûts de production par kilowatt-heure plus élevés que ceux qui prévalent aujourd'hui pour le charbon à teneur moyenne en soufre. Cela pourrait également avoir pour effet de réduire la capacité des centrales alimentées au charbon de l'Ontario puisque moins d'électricité sera produite par tonne de charbon consommé. Au Nouveau-Brunswick, nous avons supposé qu'une centrale alimentée au charbon serait construite.

Les systèmes à combustion en lit fluidisé et les centrales à cycles combinés qui utilisent la gazéification, constituent de nouvelles technologies qui, par rapport à la technologie des centrales existantes, pourraient être moins polluantes et de meilleur rendement. On a construit, en 1986, une chaudière de 20 MW utilisant la technique du lit fluidisé à circulation à la centrale de Chatham de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, et le recours à cette technologie est envisagée dans l'exploitation de

centrales futures dans la région du Nouveau-Brunswick. En Nouvelle-Écosse, la chaudière la plus récente utilisant la technique du lit fluidisé à circulation a été installée dans une nouvelle centrale alimentée au charbon qui sera construite à Point Aconi pour réduire les émissions de SO_2 et de NO_x.

Dans l'ensemble, nous prévoyons que l'utilisation du charbon au Canada pour la production de l'électricité diminuera en passant de 46 Mt en 1989 à 38 Mt en 1991, avec la construction d'une nouvelle centrale nucléaire en Ontario. Après 1991 et jusqu'à la fin de la période des projections, l'utilisation du charbon pour la production d'électricité augmentera généralement pour atteindre plus de 57 Mt en 2010.

Les cimenteries sont actuellement les plus gros utilisateurs de charbon thermique du secteur industriel, suivies par les fonderies et les raffineries. Nous prévoyons que l'utilisation de charbon dans l'industrie qui était de 2 Mt en 1989 passera à 2,6 Mt en 2010. En Alberta, le remplacement du gaz naturel par le charbon dans la production de la vapeur pour la récupération *in situ* du bitume pourrait fournir un nouveau débouché pour le charbon de l'Ouest. Des estimations récentes de l'industrie suggèrent que, pour certains projets, le charbon pourrait être concurrentiel avec le gaz naturel si celui-ci maintenait un prix de 2,50 $ CAN le GJ à la tête du brûleur. En nous fondant sur cette estimation, sur nos projections concernant le prix du gaz naturel, soit qu'il atteindra plus de 2,50 $ CAN le GJ en 1999, et sur les projections relatives à la production de bitume que nous avons présentées au chapitre 7, nous nous attendons que la demande de charbon subbitumineux pour la production de vapeur augmentera pour passer de 0,6 Mt en 2001 à 9 Mt en 2010.

En somme, la demande de charbon thermique au Canada passera de 41,5 Mt en 1990 à 68,6 Mt en 2010.

Charbon métallurgique

La demande de charbon métallurgique au Canada est déterminée par la demande de coke des aciéries qui sont principalement situées en Ontario. En 1989, les aciéries de l'Ontario ont consommé 5.9 Mt de charbon bitumineux qui provenait entièrement des États-Unis. Nous prévoyons que les importations continueront de répondre à la demande de charbon métallurgique en Ontario.

La demande de charbon métallurgique augmente à un rythme moyen d'un peu moins de 2 % par année (chapitre 4), soit des besoins qui se chiffreront à 8,3 Mt en 2010. Cette croissance de la demande est inférieure à la croissance prévue de la production sidérurgique en raison des améliorations possibles du rendement du charbon utilisé pour produire l'acier fini.

Conversion du charbon

Parmi les nouvelles techniques susceptibles d'agir à plus long terme sur la demande intérieure, on peut citer le traitement combiné de charbon et de pétrole lourd qui pourrait constituer un moyen économiquement viable de produire des combustibles liquides à partir du charbon.

Ohio Clean Fuels Inc. propose un projet de valorisation de 1 900 m^3 par jour en Ohio, qui transformerait, selon le procédé du traitement combiné, 600 t par jour de charbon de l'Ohio et 1 400 m^3 par jour de pétrole brut lourd en naphta et en distillats intermédiaires. Nova-Scotia Synfuels a soumis un projet semblable pour le Cap-Breton qui utiliserait le charbon de la Nouvelle-Écosse et le pétrole lourd extracôtier. Le CANMET, l'Alberta Research Council and Canadian Energy Developments Inc. continuent de mettre au point leurs propres procédés de traitement combiné.

Pour que le traitement combiné soit économique, les différences de prix entre le charbon et le pétrole lourd en tant que charge d'alimentation, et les produits de pétrole brut léger, doivent être suffisantes pour couvrir les coûts de la valorisation. Nous prévoyons que les prix réels du charbon produit au Canada, qui sont inférieurs à ceux du pétrole brut lourd, se maintiendront. Nos projections en ce qui concerne les prix du pétrole brut lourd par rapport à ceux du pétrole brut léger sont présentées à la section 7.3.6.1. Les tenants du traitement combiné suggèrent que le prix de référence du pétrole brut d'environ 25,00 $ US et la différence de 7,00 $ US ou plus entre les prix du brut lourd et du brut léger, en fonction de la technologie, sont nécessaires pour que ces projets soient économiques. Cette technologie vient à peine de faire son apparition et nous n'avons pas inclu dans nos projections une demande quelconque de charbon devant servir au traitement combiné charbon-pétrole.

9.4 Exportations

Les exportations canadiennes de charbon sont liées au commerce mondial du charbon et à notre position concurrentielle sur les marchés internationaux. Depuis le début des années 1970, le commerce mondial du charbon a augmenté de 5,2 % par année, pour atteindre 373 Mt en 1988. Les exportations du Canada ont enregistré un taux de croissance au rythme moyen de presque 12 % par année pendant la même période. Le Canada occupait ainsi

le sixième rang, quant au volume, des pays exportateurs de charbon avec 8,4 % du marché d'exportation en 1988. L'Asie est la destination de 80 % des exportations canadiennes.

L'industrie canadienne de l'exportation du charbon s'est développée en Alberta et en Colombie-Britannique au cours des années 1960 et au début des années 1970 pour desservir les marchés japonais de charbon métallurgique. La conclusion de gros contrats avec des aciéries japonaises a entraîné l'ouverture de nouvelles mines et, en 1970, la construction d'un port charbonnier à Robert Banks près de Vancouver.

En 1983, les exportations canadiennes de charbon ont atteint 17 Mt, soit 15 Mt de charbon métallurgique et 2 Mt de charbon thermique. En 1984, les exportations ont fait un bond de 50 % par suite de la conclusion de contrats d'exportation pour le charbon provenant de nouvelles mines situées en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. De 1984 à 1987, les exportations de charbon se sont maintenues aux environs de 26 Mt, dont plus de 80 % était du charbon métallurgique.

En 1988 et 1989, les exportations se sont accrues pour atteindre 32 et 33 Mt, respectivement, surtout pour répondre à la hausse de la demande de charbon métallurgique entraînée par la production record d'acier brut.

Les exportations de la côte ouest passent par les ports de Roberts Bank, de Prince Rupert et de Vancouver. La capacité combinée de ces ports est supérieure à 40 millions de tonnes par année. Les exportations de la côte est sont expédiées à partir du port houiller de Sydney, Nouvelle-Écosse, qui a une capacité d'environ un million de tonnes par année. Le tableau 9-5 fournit un sommaire des exportations par province.

Tableau 9-5

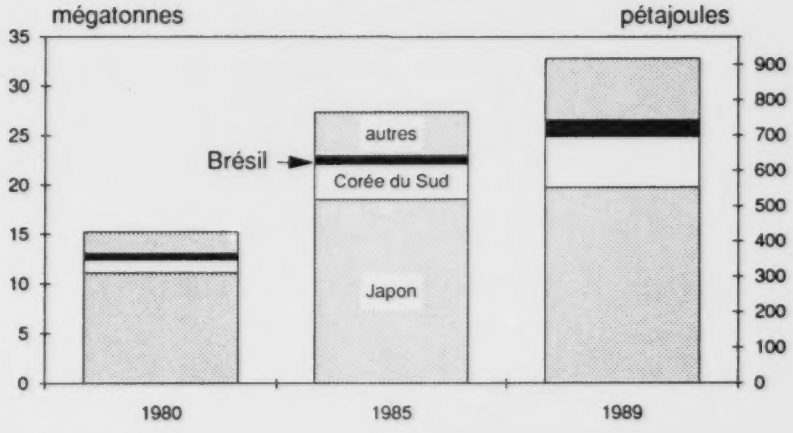
Exportations de charbon en 1989

	mégatonnes	pétajoules	pourcentage par volume
Colombie-Britannique	24,1	735,2	73
Alberta	7,4	226,4	23
Saskatchewan	<,1	0,2	<1
Nouvelle-Écosse	1,3	36,0	4
Canada	32,8	997,8	100

Source: Statistique Canada, cat. no. 57-003.

Figure 9-2

Exportations de charbon par destination



À l'échelle internationale, en 1988, 14 % environ des exportations de charbon métallurgique et 2 % des exportations de charbon thermique provenaient du Canada.

En 1989, le Japon a absorbé 60 % du total des exportations canadiennes, et la Corée du Sud, 16 % (figure 9-2). Des volumes moindres sont allés au Brésil, aux États-Unis, en Europe, ainsi que vers d'autres pays d'Amérique latine et de l'Asie (tableau A9-2).

Charbon métallurgique

Le Canada dispose d'abondantes ressources en charbon métallurgique. La demande intérieure provient de l'Ontario et elle est principalement comblée par des importations provenant des États-Unis. Aussi, les producteurs de

charbon métallurgique de l'Ouest canadien sont-ils très dépendants des marchés d'exportation.

En 1989, presque 90 % des exportations canadiennes de charbon métallurgique sont allées vers cinq pays : le Japon, la Corée du Sud, le Brésil, les États-Unis et Taiwan. Les exportations vers le Japon ont atteint en moyenne 18 Mt par année pendant les deux dernières années. Les exportations vers la Corée du Sud ont augmenté de façon constante dans les années 1980 et ont atteint leur point culminant en 1989, soit quelque 15 % de plus qu'en 1988. Les exportations à destination des États-Unis ont augmenté à un rythme constant depuis 1980, tout en continuant de ne représenter qu'un faible pourcentage de la totalité des exportations. Dans l'ensemble, les exportations de charbon métallurgique ont augmenté de 3,5 % en 1989, pour atteindre un record de 28,6 Mt, la plupart des mines produisant à pleine capacité ou presque. Parmi les principaux concurrents du Canada sur les marchés internationaux du charbon métallurgique, citons l'Australie, l'Afrique du Sud, l'U.R.S.S. et les États-Unis.

La production mondiale d'acier brut, qui détermine la demande de charbon métallurgique, a augmenté de manière constante au cours des années antérieures à 1973, mais elle s'est plutôt stabilisée depuis ce temps. Cependant, en 1988, la production a enregistré une hausse de 6 %.

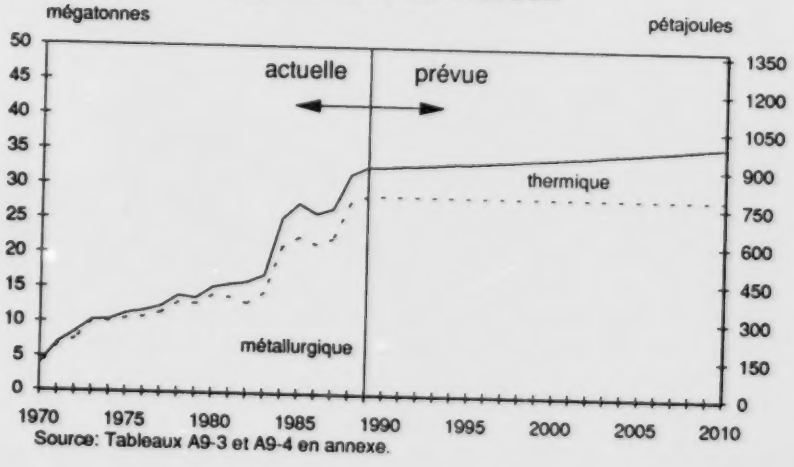
A très court terme, la production d'acier brut du Japon qui constitue le principal marché d'exportation du Canada, pourrait diminuer à cause de la concurrence accrue, sur les marchés internationaux, d'autres pays producteurs d'acier et de la réduction de la demande intérieure. En outre, le Japon est en voie de rationaliser son industrie sidérurgique en fermant plusieurs hauts fourneaux désuets et grands consommateurs de charbon par unité de production d'acier. Il essaie également de réduire les coûts des matières premières en utilisant moins de charbon de qualité inférieure et en remplaçant le charbon produit au pays à plus grands frais par du charbon importé.

Outre la demande d'acier, les nouvelles technologies sidérurgiques auront une influence sur la demande de charbon métallurgique. L'utilisation des fours électriques à arc dans la production d'acier se généralise. Cette technologie utilise de la ferraille comme charge d'alimentation et élimine le besoin de charbon métallurgique. On a également recours de manière accrue à la technologie par injection de charbon pulvérisé. Cette technologie consiste à injecter du charbon pulvérisé dans le haut fourneau sans passer par le processus de cokéfaction. Chaque tonne de charbon pulvérisé injectée remplace une tonne et demie de charbon à coke. Ce qui a pour effet, non seulement de réduire la demande de charbon à coke, mais de permettre l'utilisation de charbon à coke doux qui n'est pas produit à grande échelle au Canada. De 1980 à 1988, l'utilisation de charbon à coke doux au Japon est passée de 3 à 20 % de l'ensemble de la consommation de charbon à coke.

Quoique la consommation totale de charbon métallurgique à court terme puisse se stabiliser ou même diminuer, il se pourrait que le commerce maritime prenne de l'expansion par suite du remplacement de la production assez coûteuse des mines de l'Europe de l'Ouest par des importations plus économiques, et de la croissance continue de la production d'acier dans les pays importateurs de charbon comme la Corée du Sud et le Brésil.

Nous prévoyons que les exportations de charbon métallurgique demeureront aux niveaux actuels pendant la période d'étude (figure 9-3). Cela suppose que notre charbon à coke de grande qualité conservera ses débouchés actuels, mais que nous ne bénéficierons pas de l'augmentation de la demande pour le charbon à coke doux.

Figure 9-3
Exportations de charbon



Source: Tableaux A9-3 et A9-4 en annexe.

Charbon thermique

Le Canada est un exportateur de charbon thermique de moindre importance. Depuis 1984, les exportations se sont maintenues entre 4 et 5 Mt par années, dont 4,2 Mt en 1989. Les trois quarts des exportations de charbon thermique du Canada en 1989 étaient destinées à la Corée du Sud et au Japon.

Depuis le premier choc pétrolier de 1973, le charbon a conservé un avantage quant à son prix sur le marché mondial de production de l'électricité. Depuis ce temps, le marché mondial de production de l'électricité connaît une croissance moyenne de 3 % par année. En outre, plusieurs pays ont pris des mesures afin de réduire leur dépendance envers le pétrole importé, ce qui s'est soldé par une augmentation de l'utilisation du charbon aux dépens du pétrole. Le commerce mondial du charbon thermique a enregistré une hausse depuis 1980 se chiffrant à 5,5 % par année environ, pour atteindre 178 Mt en 1988. Dans l'avenir, l'utilisation du charbon pour la production d'électricité sera déterminée par le profil de croissance de la demande d'électricité et par les choix de combustibles qui pourraient tenir compte d'aspects comme l'environnement et l'économie.

Les perspectives de croissance dans le commerce mondial de charbon thermique sont beaucoup plus encourageantes que celles du charbon métallurgique, en raison de la hausse prévue des besoins liés à la production d'électricité, particulièrement en Asie.

Selon les projections de la U.S. Energy Information Administration (EIA)[1], le commerce mondial de charbon thermique qui était de 179 Mt en 1988 passera à 347 Mt en 2000, et à 501 Mt d'ici 2010. En Europe de l'Ouest, on s'attend que l'Allemagne de l'Ouest et le Royaume-Uni deviendront d'importants importateurs de charbon, alors qu'en Extrême-Orient, on prévoit que l'augmentation des importations proviendra surtout du Japon, de Taiwan et de la Corée du Sud. Le Canada, dont la majeure partie des mines sont situées dans l'Ouest, est en meilleure position de concurrence sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens.

Sur les marchés asiatiques, les producteurs canadiens sont en concurrence avec l'Australie et la Chine, qui est devenue un exportateur d'importance dans les années 1980, ainsi que l'Afrique du Sud et les États-Unis. Selon le rapport de l'EIA, les importations de charbon des marchés asiatiques destinées à la production de vapeur, pourraient passer de 70 Mt qu'elles étaient en 1988 à 178 Mt d'ici 2010, soit un rythme de croissance supérieur à 4 % par année. Il existe également des possibilités d'accroître les exportations canadiennes vers les États-Unis pour desservir les marchés industriels de la côte ouest. Afin que les exportateurs canadiens parviennent à augmenter leur part du marché, le Canada devra conquérir une partie des nouveaux marchés en concurrence avec des producteurs à faibles prix de revient. Cela exigerait que les importateurs soient influencés, en partie, par un désir de maintenir une diversité dans leurs approvisionnements. En nous fondant sur des rencontres avec des représentants de l'industrie .et sur les perspectives de croissance des marchés d'exportation du charbon thermique, nous prévoyons que les exportations canadiennes augmenteront de 3 % par année, soit moins que le rythme prévu de croissance des marchés asiatiques. Il en résultera une augmentation des exportations qui passeront de 4,2 Mt en 1989 à 7,7 Mt d'ici 2010. Selon les projections de l'EIA relatives au commerce mondial du charbon et nos projections des exportations, notre part du marché mondial du charbon thermique passera donc de 2,3 % en 1988 à 1,5 % d'ici à la fin de la période des projections.

9.5 Importations

En 1989, les importations ont répondu à presque 27 % de la demande intérieure de charbon. Les importations, provenant toutes des États-Unis, ont atteint 14,7 Mt, dont 94 % était destiné à l'Ontario (tableau 9-6). Les importations ont permis de satisfaire 75 % des besoins d'Ontario-Hydro en charbon bitumineux pour la production d'électricité, ainsi que la presque totalité de la demande industrielle de charbon thermique et métallurgique de l'Ontario. Le reste de l'approvisionnement provenait de l'Ouest canadien. Au Québec, les importations ont assuré 84 % de la demande industrielle de charbon thermique, le reste provenant de la Nouvelle-Écosse. Nous prévoyons que le Québec continuera de s'approvisionner principalement en charbon aux États-Unis et qu'en Ontario, en raison des coûts élevés du transport, l'utilisation du charbon bitumineux de l'Ouest canadien se maintiendra au même niveau, sans aucune augmentation de sa part du marché. En somme, nous croyons que la concurrence entre le charbon produit au Canada et le charbon provenant des États-Unis aura pour effet de maintenir constantes les parts des importations dans la consommation de charbon thermique et métallurgique, en Ontario et au Québec.

---

1 Annual Prospects for World Coal Trade: 1990, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, June 1990.

Tableau 9-6

Importations de charbon en 1989

	mégatonnes	pétajoules	Pourcentage par volume
Ontario	13,7	397,1	94
Québec	0,7	19,3	5
Nouveau-Brunswick	0,1	4,2	1
Canada	14,5	420,7	100

Source: Statistique Canada, cat. no. 57-003.

Tableau 9-7

Production de charbon par province et par classe en 1989

province	classe	mégatonnes	pourcentage de la production totale	pétajoules	pourcentage de la production totale
Colombie-Britannique	bitumineux				
	thermique	3,1	4	96	6
	métallurgique	21,7	31	662	39
Alberta	bitumineux				
	thermique	4,2	6	129	8
	métallurgique	5,7	8	172	10
	subbitumineux	20,9	30	383	22
Saskatchewan	lignite	10,8	15	162	9
Nouveau-Brunswick	bitumineux				
	thermique	0,5	1	14	1
Nouvelle-Écosse	bitumineux				
	thermique	2,8	4	79	5
	métallurgique	0,8	1	22	1
Canada	bitumineux				
		10,7	15	317	18
		28,1	40	856	50
	subbitumineux	20,9	30	383	22
	lignite	10,8	15	162	9
	total	70,5	100	1718	100
Canada	thermique	42,4	60	862	50
	métallurgique	28,1	40	856	50

Source: La statistique du charbon au Canada:1989, Énergie, Mines et Ressources, Canada, 1990 et Statistique Canada cat. no.57-003.

D'ici 2010, nous prévoyons que les importations de charbon thermique, destinées principalement à l'approvisionnement des centrales électriques en Ontario atteindront 11,4 Mt. Nous nous attendons que les importations de charbon métallurgique (qui étaient de 5,8 Mt en 1989) augmenteront au cours de la période d'étude et qu'elles passeront à 8,3 Mt en réponse à l'accroissement de la demande de l'industrie sidérurgique en Ontario.

9.6 Production

En 1989, 17 grandes sociétés exploitaient les 27 principales mines au Canada. Ces mines avaient une capacité de production de 47 Mt de charbon thermique et de 33 Mt de charbon métallurgique. La production effective de charbon thermique totalisait 42 Mt, soit 90 % de la capacité; quant à la production de charbon métallurgique, elle atteignait plus de 28 Mt, soit 85 % de la capacité. Exception faite des mines de l'île du Cap-Breton, d'une mine sur l'île de Vancouver et d'une mine en Alberta, toute la production canadienne est assurée par des exploitations à ciel ouvert.

La production de charbon a plus que doublé en dix ans, elle passait de 33 Mt en 1979 à 71 Mt en 1989. La croissance de la production de charbon métallurgique qui est passée de 14 à 28 Mt, est attribuable à une augmentation des exportations; la croissance de la production de charbon thermique, qui est passée de 19 à plus de 42 Mt, est surtout attribuable à l'augmentation de la production d'électricité par des centrales alimentées au charbon (tableau A9-3 en annexe).

Le tableau 9-7 résume la production de charbon en 1989, par province et par classe. Le charbon bitumineux représente 55 % de la

production totale en 1989, en termes de volume; le charbon subbitumineux et le lignite représentaient respectivement 30 et 15 %. Tout le charbon subbitumineux et le lignite, et plus de 25 % du charbon bitumineux, ont été utilisés pour fournir de l'énergie thermique, ce qui totalisait 42 Mt ou 60 % de la production. Pour le moment, le Canada ne produit pas d'anthracite.

En 1989, l'Alberta a produit 30,8 Mt de charbon ou 44 % de l'ensemble de la production du Canada. La production de charbon en Colombie-Britannique a atteint 24,8 Mt et en Saskatchewan, 10,8 Mt. La production dans les provinces de l'Atlantique étaient de 4,1 Mt, soit seulement 6 % de la production totale du Canada.

Nos projections de la production future du Canada sont fondées sur les estimations de la demande intérieure et des exportations nettes qui ont déjà été présentées. Nous prévoyons que la production de charbon augmentera légèrement pour atteindre 93,5 Mt par année en 2010 (figure 9-4 et tableau A9-4, en annexe).

9.7 Observations finales

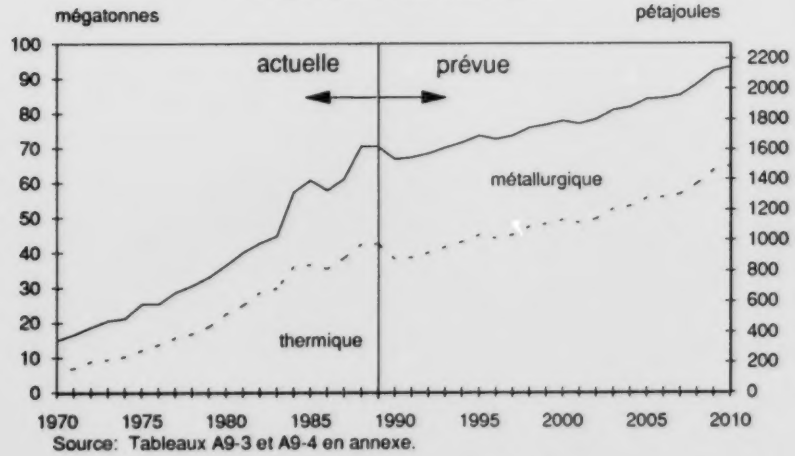
Plusieurs incertitudes demeurent en ce qui concerne les perspectives d'avenir de l'offre et de la demande de charbon au Canada. Ainsi, il s'agira d'évaluer dans quelle mesure,

- les préoccupations d'ordre environnemental auront une incidence sur la demande;
- les technologies d'extraction du charbon moins polluantes vont atténuer les préoccupations d'ordre environnemental;
- le charbon remplacera le gaz naturel dans la production de la vapeur utilisée dans l'exploitation des sables bitumineux;
- le Canada pourra maintenir sa position sur les marchés internationaux du charbon métallurgique et profiter de l'expansion des marchés du charbon thermique;
- Ontario-Hydro utilisera le charbon pour sa production d'électricité; et
- le marché de l'Ontario sera desservi par le charbon provenant de l'Ouest canadien.

Nos projections, selon le scénario de référence, montrent une croissance marquée de la demande intérieure de charbon pendant toute la période d'étude. Sur les marchés de l'Ontario et du Québec, l'offre intérieure continue de faire face à une très forte concurrence du charbon provenant des États-Unis, et on ne prévoit pas que les producteurs canadiens augmenteront leurs parts du marché. On s'attend que la demande de charbon canadien augmentera par suite de la croissance des marchés pour le charbon destinés aux centrales électriques dans l'Ouest et la région de l'Atlantique. Dans l'ensemble, la demande intérieure dans le scénario de référence passera de 47 à 77 Mt.

En ce qui concerne le commerce mondial du charbon, nous prévoyons une croissance continue, particulièrement pour les charbons thermiques. Le Canada est en désavantage sur certains marchés, principalement en raison des frais élevés découlant du transport du charbon sur de longues distances par voie ferrée jusqu'aux ports de mer, et de la venue sur la scène internationale de nouveaux producteurs à faibles prix de revient. Nous avons supposé qu'il serait possible d'augmenter nos exportations de charbon thermique, mais que dans l'ensemble, notre part du marché diminuerait. L'augmentation des exportations de charbon thermique pourrait être influencée par le désir qu'auront les acheteurs de maintenir une diversité de leurs sources d'approvisionnement. Quant aux exportations de charbon métallur-

Figure 9-4
Production de charbon



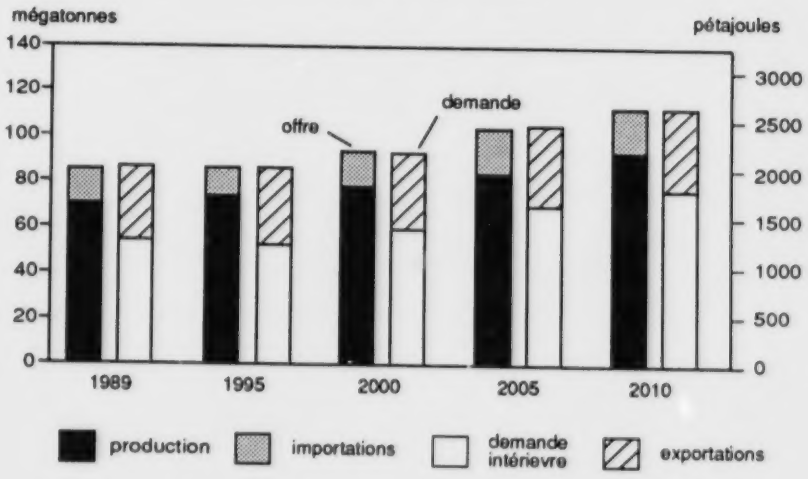
Source: Tableaux A9-3 et A9-4 en annexe.

gique, nous avons supposé qu'il serait possible de maintenir les niveaux actuels.

Somme toute, nous prévoyons que la production de charbon au Canada connaîtra une augmentation permettant de répondre à la croissance de la demande intérieure et d'exportation. Cependant, cette augmentation sera liée à notre habileté à offrir des prix concurrentiels avec ceux des autres fournisseurs de charbon, au désir des acheteurs, sur les marchés d'exportation, à préserver une diversité de leurs approvisionnements, et au fait que le charbon demeure acceptable sur le plan de la protection de l'environnement (figure 9-5).

Figure 9-5

Offre et demande de charbon au Canada
Scénario de référence



Source: tableau A9-4 annexe.

Chapitre 10

Sources et utilisations de l'énergie

Ce chapitre résume nos prévisions concernant la demande, l'offre et le commerce international de l'énergie au Canada; il compare aussi les flux de l'énergie au Canada avec ceux que l'on observe dans les autres pays.

La figure 10-1 présente les flux de l'énergie au Canada et met en évidence le rapport entre les sources et les utilisations de l'énergie en 1989 et en 2010.

En allant des sources d'énergie primaire à la demande pour utilisation finale, nous identifions d'abord toutes les sources d'énergie primaire : la production canadienne d'énergie primaire et les importations. La demande intérieure d'énergie primaire est obtenue en déduisant les exportations des sources d'énergie.

Pour passer de la demande intérieure d'énergie primaire à la demande pour utilisation finale, on soustrait le combustible utilisé et les pertes subies aux étapes de la production et de la distribution de l'énergie, qui comprennent :

- le combustible nécessaire pour produire et transporter le pétrole et le gaz naturel du gisement jusqu'aux marchés;
- le combustible utilisé et les pertes subies dans le raffinage du pétrole brut et dans le retraitement du gaz pour en extraire les liquides;
- l'usage propre des services d'électricité et les pertes dans le transport et la distribution d'électricité;
- les pertes de conversion dans la production d'électricité lorsque le charbon, le gaz naturel, le pétrole et l'uranium sont consommés dans les centrales; il faut environ trois unités de combustible pour produire une unité d'électricité. Nous utilisons un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par térawattheure pour l'électricité produite à l'aide de combustibles fossiles, et de 12,1 pétajoules par térawattheure pour l'électricité produite à partir de l'uranium. Pour l'électricité produite dans les centrales au gaz naturel, les installations de combustion cycle combiné à haut rendement ou les usines de cogénération, le facteur de conversion est inférieur à 10,5, selon la technologie utilisée. (La conversion de l'hydro-électricité se fait au taux de 3,6 pétajoules par térawattheure. Voir le chapitre 5.)

10.1 Offre, demande et commerce international d'énergie au Canada

La production d'énergie primaire augmente de 1,3 % par année de 1989 à 2010 dans le scénario de référence. La part du pétrole dans la production totale d'énergie primaire, qui s'établissait à 31 % en 1989, chute à 27 % en 2010 (figure 10-2). La part de gaz naturel passe de 33 % en 1989 à 34 % en 2010 tandis que celle du charbon est stable à 14 % pendant toute la période des prévisions. En 1989, l'énergie hydro-électrique et l'énergie nucléaire représentaient, ensemble, environ 16 % de la production totale d'énergie primaire comparativement à 18 % en 2010 (figure 10-2).

Parmi les produits énergétiques importés au Canada, seul le charbon et le pétrole représentent des volumes suffisamment élevés pour que l'on observe une différence notable entre les exportations brutes et les exportations nettes. Les importations de charbon passent de 424 pétajoules en 1989 à 569 pétajoules en 2010 car la demande de bitume et d'électricité croît plus rapidement que la production. Les importations de pétrole augmentent aussi : de 1 480 pétajoules en 1989, elles passent à 2 421 pétajoules en 2010, dans le scénario de référence.

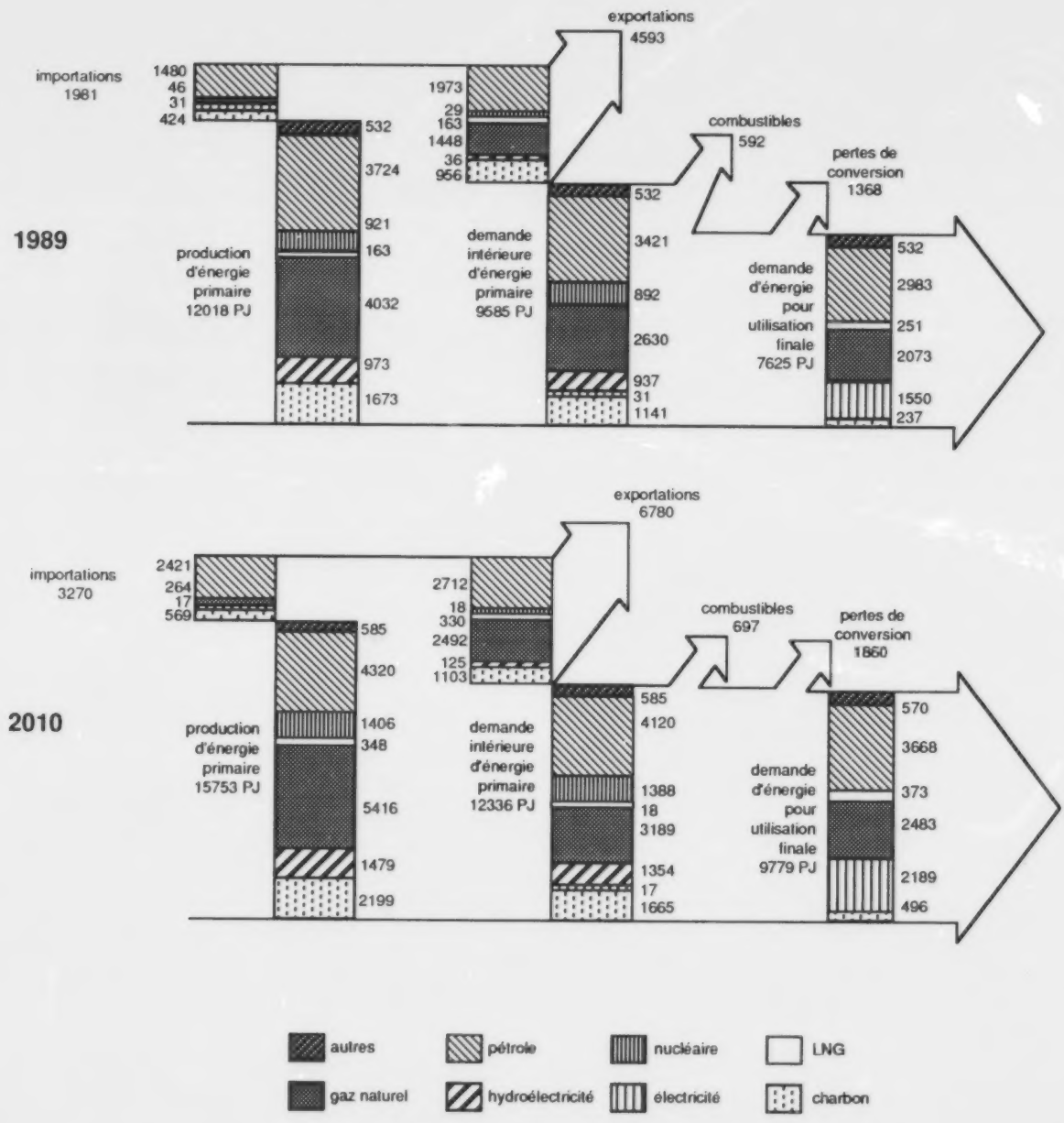
En 1989, le Canada a importé 1,2 million de mètres cubes (46 pétajoules) de gaz naturel en provenance des É.-U. et à destination de l'est du pays, ce qui correspond à 1,1 % de la production canadienne totale. Pendant la période des prévisions, ce volume passe à 264 pétajoules, soit 4,8 % de la production totale.

En 1989, le Canada a exporté 38 % de sa production d'énergie primaire; les exportations représentent donc un facteur déterminant important de la production

Figure 10-1

Diagrammes de l'énergie

(pétajoules)

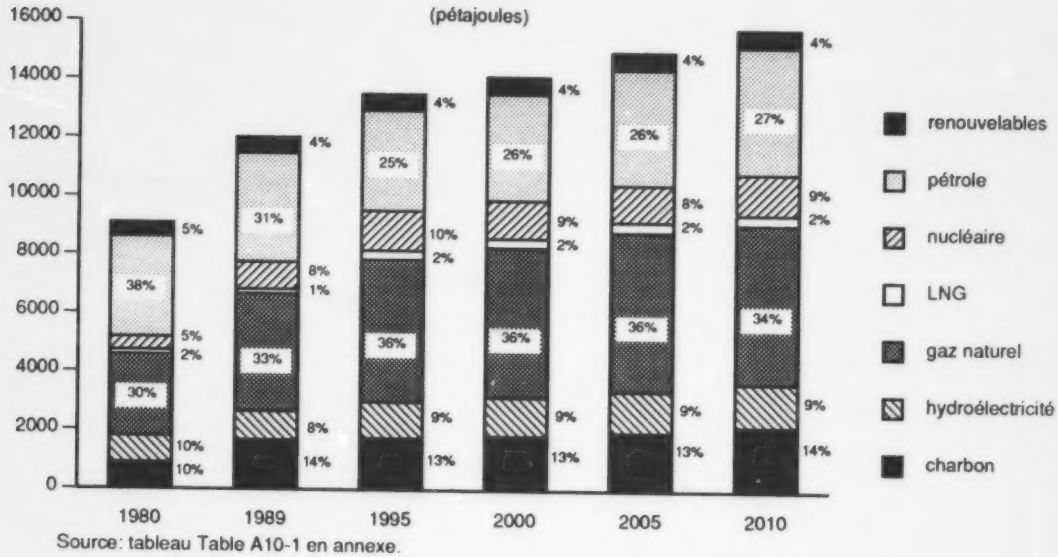


Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ est de 12,1 PJ/TW.h.

Source: tableau A10-1 en annexe.

Figure 10-2

Production d'énergie primaire par combustible
Canada



Source: tableau Table A10-1 en annexe.

d'énergie au pays. Dans le scénario de référence, en 2010, le Canada exporte 43 % de sa production d'énergie primaire. En 1989, les exportations de gaz naturel représentaient 12 % de la production d'énergie primaire comparativement à presque 16 % en 2010. La part des exportations de pétrole (presque 17 %) demeure assez constante pendant la période des prévisions même si la part des produits pétroliers augmente. La part des exportations de charbon diminue : de 1989 à 2010, elle chute de 8 % à 7 %. Les exportations de LGN représentent les 2 % restants de la production canadienne d'énergie primaire.

En 1989, les exportations nettes se sont élevées à 2 540 pétajoules, soit la différence entre les exportations (environ 4 520 pétajoules) et les importations (1 980 pétajoules). Comme l'indique le tableau 10-1, la répartition des exportations nettes entre 1989 et 2010 connaît plusieurs changements importants. En 2010, les exportations nettes de pétrole s'établissent à 290 pétajoules seulement comparativement à 475 pétajoules en 1989. En effet, la demande croissante de produits pétroliers et la baisse de la production intérieure de brut léger font en sorte que les importations (surtout les produits et le brut léger) croissent à un rythme supérieur à celui des exportations (principalement le brut lourd). Entre 1989 et 2010, les exportations nettes de gaz naturel passent de 1 380 à 2 230 pétajoules. Les exportations nettes de charbon passent de 480 pétajoules en 1989 à 565 pétajoules en 1995, mais elles fléchissent à 435 pétajoules en 2010. Les exportations nettes de LGN passent de 180 à 330 pétajoules de 1989 à 2010 tandis que les exportations nettes

Tableau 10-1

Exportations (importations) nettes d'énergie

(pétajoules)

	1975	1989	1995	2000	2005	2010
charbon	(145)	480	565	495	400	435
électricité	10	25	180	150	160	150
gaz naturel	1040	1380	1995	2070	2260	2230
LGN	145	180	310	310	345	330
pétrole brut et produits	(110)	475	25	110	210	290
total	**940**	**2540**	**3075**	**3135**	**3375**	**3435**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Source: tableau A10 - 1 en annexe.

Tableau 10-2

Comparaison de l'utilisation d'énergie et sa production dans les pays de l'OCDE en 1988

	population (millions)	demande primaire (PJ)	production (PJ)	importations nettes d'énergie (exportations) (PJ)	demande d'énergie primaire par habitant (GJ)
Australie	16,5	3374	5777	(2403)	204
Autriche	7,6	997	340	657	131
Belgique	9,9	1914	497	1417	194
CANADA	**26,0**	**8683**	**11150**	**(2467)**	**335**
Danemark	5,1	795	327	468	155
Finlande	5,0	1160	446	714	234
France	55,9	8293	3668	4625	148
Allemagne	61,4	11358	5329	6029	185
Grèce	10,0	841	347	494	84
Islande	0,3	44	16	28	177
Irlande	3,5	400	122	278	113
Italie	57,4	6085	994	5090	106
Japon	122,6	16136	2396	13740	132
Luxembourg	0,4	136	4	131	357
Pays-Bas	14,8	2701	2302	399	183
Nouvelle-Zélande	3,3	464	386	77	139
Norvège	4,2	750	3832	(3082)	178
Portugal	10,3	587	96	491	57
Espagne	39,0	3334	1195	2139	85
Suède	8,4	1946	1137	808	231
Suisse	6,7	967	380	586	145
Turquie	54,2	1939	1014	925	36
Royaume-Uni	57,1	8690	9642	(952)	152
États-Unis	246,3	79379	66300	13078	322
Total	**825,8**	**160971**	**117698**	**s/o**	**195**
Canada - pourcentage du total	3,1%	5,4%	9,5%	s/o	s/o
- rang	9e	5e	2e	s/o	2e

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
L'hydroélectricité est convertie en PJ à 3,6 PJ/TW.h et l'électricité d'origine nucléaire est convertie à 10,5 PJ/TW.h.
s/o: sans objet

Sources: OCDE, Bilans énergétiques des pays de l'OCDE 1987/1988; Paris, 1990.

d'électricité, après avoir connu un creux exceptionnel en 1989 (25 pétajoules), s'élèvent à 150 pétajoules en 2010.

La figure 10-3 présente la demande d'énergie primaire du marché intérieur dans le scénario de référence ainsi que les données historiques. Au cours de la période des prévisions, la part du gaz naturel dans la demande intérieure d'énergie primaire diminue : en 1989, elle était de 36 % tandis qu'en 2010, elle s'établit à 33 %. De 1989 à 2010, la part du gaz naturel accuse une baisse de 1 % (27 % à 26 %) tandis que la demande d'énergie primaire satisfaite par la production hydro-électrique et nucléaire augmente pour passer de 19 % à presque 22 %. La part du charbon s'accroît pour passer de 19 % en 1989 à 22 % en 2010. Au cours de la période des prévisions, la demande intérieure totale d'énergie primaire croît à un rythme annuel de 1,2 %, soit le rythme de croissance de la demande d'utilisation finale.

10.2 Perspectives internationales

Depuis de nombreuses années, gouvernements et organisations internationales se livrent à des comparaisons de l'utilisation d'énergie et de l'intensité énergétique[1]. Ces comparaisons sont fréquemment utilisées pour indiquer, de manière ponctuelle, l'efficacité relative de l'utilisation d'énergie dans différents pays, ou pour montrer les progrès accomplis par chaque pays au chapitre de l'amélioration de son rendement énergétique par rapport aux autres pays.

Le tableau 10-2 présente, pour chaque pays de l'OCDE, la population, la demande d'énergie, sa production, les importations nettes et l'utilisation d'énergie par habitant[2].

Dans les rapports antérieurs, nous avons évalué l'utilisation d'énergie par dollar de PIB et avons comparé cette mesure entre les pays. Ce type d'analyse présente deux désavantages :

- Le premier est que le PIB de chaque pays doit être mesuré dans une unité monétaire commune. Cependant, les fluctuations importantes du taux de change de la plupart des pays par rapport au dollar US, ont démontré qu'une analyse des données exprimée en une unité monétaire commune pourrait être plus influencée par les fluctuations du taux de change que par les variations sous-jacentes de l'intensité énergétique. A titre d'exemple, le rang qu'occupe un pays quant à son utilisation d'énergie par dollar de PIB peut être complètement modifié par la seule variation du taux de change, ce qui rend ce type de comparaisons pour le moins douteux. En mesurant l'utilisation d'énergie par habitant, on élimine ce problème, toutefois, cela ne constitue pas encore un indicateur précis du rendement.[3]

- Le second est que même si la production était exprimée dans l'unité monétaire du pays, cette mesure de l'**intensité** ne traduirait pas le **rendement** de l'énergie. En se reportant à la distinction entre l'intensité et le rendement énergétiques figurant au chapitre 4, l'intensité énergétique peut être touchée, par exemple, par des changements d'ordres structurels comme la fermeture d'industries grandes consommatrices d'électricité ou le passage d'une production d'énergie fondée sur les combustibles fossiles à une production reposant sur l'hydroélectricité; ces facteurs pourraient modifier l'intensité énergétique mais n'indiquent pas si l'énergie est utilisée plus efficacement.

En matière de production d'énergie, en 1988, le Canada est arrivé au deuxième rang parmi les pays de l'OCDE, derrière les États-Unis, alors que le Royaume-Uni a pris le troisième rang. La demande

---

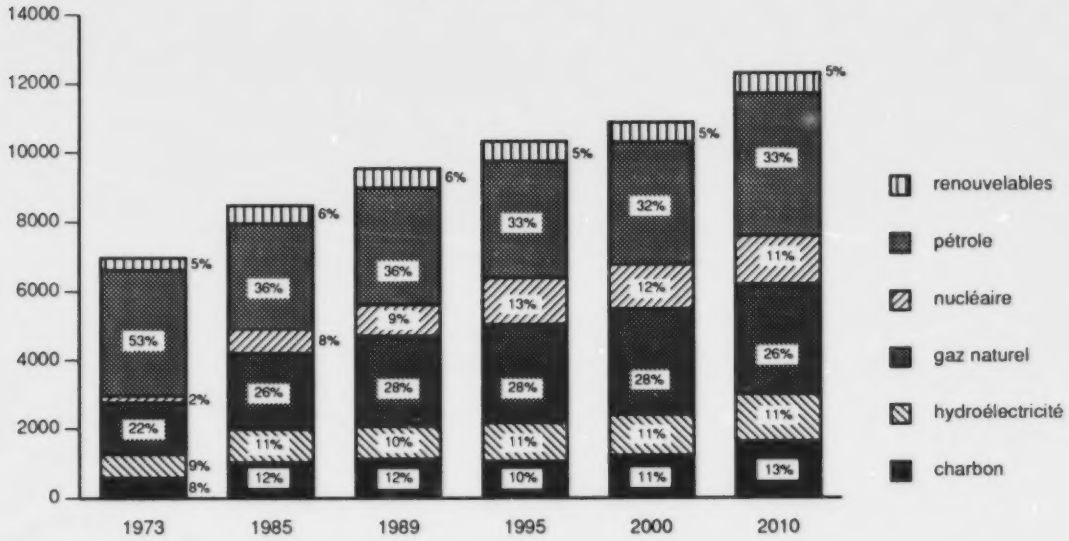
1 Utilisation d'énergie par habitant ou par unité de biens et services produits.

2 L'hydroélectricité a été convertie selon un facteur de 3,6 PJ par TW.h, pour tenir compte du fait que l'eau utilisée pour produire de l'électricité ne pourrait pas servir à une autre fin dans le cadre de la production d'énergie. Des comparaisons à l'échelle internationale sont souvent difficiles à établir du fait que certains organismes continuent d'utiliser un facteur de conversion pour l'hydroélectricité supposant un rendement de centrale de 38,5 % (comme si l'électricité était produite à partir de combustibles fossiles) ce qui donne un taux de conversion de 10 PJ/TW.h. Lorsque cette méthode d'équivalence des combustibles fossiles est utilisée, les pays qui augmentent leur proportion d'énergie hydroélectrique tout en réduisant leur dépendance envers les combustibles fossiles paraissent de plus grands utilisateurs d'énergie ou des utilisateurs moins efficaces qu'ils ne le sont réellement. Jusqu'à maintenant, la majeure partie des données utilisées pour établir une comparaison de l'utilisation d'énergie, par habitant ou en fonction d'un autre dénominateur, ont été obtenues selon la méthode d'équivalence des combustibles fossiles.

3 D'autres dénominateurs globaux comme les tonnes de produit, présentent des inconvénients semblables lorsqu'il s'agit de mesurer le PIB, car ce sont des agrégats d'éléments non homogènes. Bien que l'utilisation d'énergie par habitant ne soit pas un indicateur du rendement énergétique, puisqu'elle constitue une mesure de l'utilisation globale d'énergie servant à de multiples usages, les données fondées sur la population sont préférables à celles représentant le PIB pour effectuer des comparaisons chronologiques entre les pays, car elles ne sont pas sujettes à des distorsions aléatoires causées par des facteurs comme les variations du taux de change.

Figure 10-3

Demande intérieure d'énergie primaire par combustible
Canada
(pétajoules)



Source: tableau A-10-1 en annexe.

totale du Canada a été la cinquième en importance après celle des États-Unis, du Japon, de l'Allemagne de l'Ouest, et du Royaume-Uni. Pour ce qui est de ses exportations nettes, le Canada s'est classé au deuxième rang des pays de l'OCDE avec un total de 2 467 PJ, derrière la Norvège qui a exporté 3 082 PJ. Le Japon a été le plus grand importateur net d'énergie avec 13 740 PJ, soit 85 % de sa demande. Bien qu'ils aient importé presque autant que le Japon, soit 13 078 PJ nets, les États-Unis n'ont réussi qu'à combler 16 % de leurs besoins avec leurs importations.

Le Canada se classe au deuxième rang en matière d'utilisation d'énergie par habitant, juste derrière le Luxembourg, et devant tous les autres grands pays industrialisés. Cette observation ne devrait pas conduire à la conclusion que les Canadiens gaspillent l'énergie. En effet, certains facteurs particuliers comme une structure industrielle différente, des ressources disponibles à faibles coûts, le climat et la distance entre la population et les centres industriels, expliquent une utilisation d'énergie par habitant plus élevée au Canada que dans d'autres pays. En outre, il n'est pas étonnant que le Canada ait un secteur industriel à grande intensité énergétique, puisque la force industrielle du Canada s'est bâtie sur l'abondance de ses ressources énergétiques.

Chapitre 11

Incidences environnementales de l'offre et de la demande d'énergie

11.1 Rappel sur les sources d'émissions des gaz

Les émissions gazeuses produites par le secteur de l'énergie comprennent d'une part, les émissions associées à la combustion des combustibles fossiles et d'autre part, les émissions fugitives qui ne sont pas intentionnelles et qui résultent des différentes étapes du traitement, du transport et de la manutention des combustibles. Dans ce chapitre, nous examinons les gaz suivants :

- le dioxyde de carbone (CO_2);
- les oxydes d'azote (oxyde nitrique, NO et dioxyde d'azote, NO_2) qui sont groupés et désignés par l'abréviation NO_x);
- les composés organiques volatiles (COV) qui, dans ce rapport, comprennent seulement les hydrocarbures à réaction photochimique tels que les alcanes, les alcènes, les aldéhydes aromatiques et les cétones; ils excluent le méthane, l'éthane et les produits chlorés;
- le méthane (CH_4); et
- le dioxyde de soufre (SO_2).

Nous décrivons d'abord brièvement les grands dossiers environnementaux associés à ces gaz et nous mettons en perspective le poids du secteur énergétique en comparant les émissions liées à l'énergie à celles provenant d'autres sources anthropiques et naturelles. Nous présentons ensuite nos estimations des émissions dans le scénario de référence.

Le tableau 11-1 résume les grands dossiers environnementaux associés à chaque type d'émissions.

Grands dossiers environnementaux

Nous examinons ci-après les grands dossiers suivants :

- l'éventuel réchauffement global découlant de la concentration accrue, dans l'atmosphère, des gaz dits à effet de serre;
- les précipitations acides, plus connues sous le nom de pluies acides;
- l'ozone troposphérique.

Le *réchauffement global* est un phénomène planétaire car les gaz en cause se dispersent sur de grandes étendues et s'accroissent à l'échelle du globe. Les *précipitations acides* constituent un phénomène plus régional; les gaz en cause sont transportés sous le vent et se déposent assez rapidement après leur émission. L'*ozone troposphérique*, qui résulte de réactions photochimiques faisant appel au NO_x et aux COV, est un phénomène surtout urbain, mais il commence à toucher certaines

Tableau 11-1

Liste des émissions gazeuses et des grands dossiers environnementaux connexes

Émissions gazeuses	Dossier environnemental
Dioxyde de carbone (CO_2)	Possibilité d'un réchauffement global
Oxydes d'azote (NO_x)	Pluies acides Ozone troposphérique Possibilité d'un réchauffement global[1]
Composés organiques volatiles (COV)	Ozone troposphérique Possibilité d'un réchauffement global[1]
Méthane (CH_4)	Possibilité d'un réchauffement global
Dioxyde de soufre (SO_2)	Pluies acides

1 Les NO_x et les COV peuvent contribuer indirectement au réchauffement global car ils réagissent dans l'atmosphère pour former l'ozone troposphérique, un «gaz à effet de serre».

régions agricoles et forestières, notamment celles à proximité des grands centres urbains. Cette question de l'ozone troposphérique n'est pas reliée directement aux préoccupations qu'engendre l'appauvrissement de la couche d'ozone qui existe à l'état naturel dans la haute atmosphère. Certains produits chimiques industriels, notamment les chlorofluorocarbures, seraient à la source de ce dernier phénomène, lequel ne fait pas l'objet de ce rapport puisqu'il n'est pas imputable à la production de l'énergie ni à la consommation de celle-ci.

Réchauffement global

L'atmosphère et la surface terrestres sont chauffées par les rayons solaires. L'équilibre thermique est atteint quand l'énergie perdue par le biais d'un rayonnement terrestre vers l'espace équivaut à l'énergie reçue. La vapeur d'eau et certains gaz dont la présence dans l'atmosphère est naturelle retiennent une partie de ce rayonnement vers l'espace, forçant ainsi le système terrestre à atteindre une température supérieure à celle qui aurait été enregistrée en l'absence de ces gaz. La vapeur d'eau et les autres gaz agissent comme les panneaux de verre d'une serre, c'est pourquoi on les qualifie de gaz «à effet de serre».

L'activité humaine ayant pour effet d'accroître constamment la concentration de ces gaz à effet de serre dans l'atmosphère, on peut raisonnablement prévoir un certain réchauffement de la planète. Cependant, les spécialistes ne s'entendent pas sur la moment et l'ampleur de ce réchauffement (la température de la surface terrestre n'étant pas établie simplement par un équilibre radiatif) ni sur l'importance relative de l'apport des diverses activités humaines. Dans ce rapport, nous reconnaissons simplement que les émissions liées à l'énergie contribuent en partie aux concentrations croissantes des gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Selon bon nombre de scientifiques, plusieurs gaz résultant de l'activité humaine contribuent de façon appréciable à la hausse observée dans les concentrations des gaz à effet de serre à savoir : le CO_2, le CH_4, les chlorofluoro-

Tableau 11-2
Comparaison des gaz à effet de serre

	CO_2	N_2O	CFC[1]	CH_4
Émissions globales actuelles (mégatonnes/année)	16 000-29 000	16-28	0,77	135-395
Taux de croissance actuel	0,4%	0,25%	5%	1,1%
Capacité d'interférer avec le rayonnement par rapport au CO_2 [2]	1	160	4 700-6 200	70
Durée de vie (années)	40-?	150	75	7-10
Effet de réchauffement cumulatif par rapport au CO_2 (pendant 50 ans)[2,3]	1	200	6 000 - 8 000	20

Source : Équivalence des gaz à effet de serre, D. Etkin, Environnement Canada, Le CO_2 et le climat : bulletin, n° 90-01, printemps 1990.

1 Comprend le CFC-11 et le CFC-12.
2 Calculs fondés sur des masses égales de chaque gaz.
3 Effet cumulatif sur le climat fondé sur une durée de vie de 40 ans pour le CO_2.

carbures (CFC-11 et CFC-12) et l'oxyde nitreux (N_2O).[1]

Deux facteurs déterminent la mesure dans laquelle un gaz peut contribuer au réchauffement atmosphérique : sa concentration dans l'atmosphère et sa capacité d'interférer avec le rayonnement (ou capacité de piéger la chaleur). La concentration d'un gaz dans l'atmosphère dépend de son taux d'émission et de son temps de séjour, lequel correspond au temps écoulé avant que le gaz quitte l'atmosphère par suite de sa destruction sous l'effet de réactions chimiques ou par suite de son absorption par d'autres parties de la terre ou les océans. Le tableau 11-2 indique, par exemple, que les émissions actuelles de CFC sont extrêmement faibles si on les compare à celles de CO_2, mais leurs capacités d'interférer avec le rayonnement et leurs temps de séjour sont relativement élevés. C'est pourquoi, en considérant les taux d'émissions actuels, on évalue que l'apport des CFC à l'accroissement de l'effet de serre s'éleverait à près de la moitié de l'apport du CO_2. Si le CO_2 constitue le principal sujet de préoccupation dans le dossier du réchauffement global, c'est parce que les émissions de ce gaz représentent d'énormes quantités.

Précipitations acides

Les précipitations acides sont les précipitations de pluie, de neige, de neige fondue et de grésil dont le degré d'acidité est supérieur à celui des précipitations d'une atmosphère naturelle; normalement, leur pH est inférieur à 5,6. Elles sont principalement attribuables aux émissions d'oxydes de soufre (surtout le SO_2) et de NO_x d'origine anthropique. Le SO_2 et le NO_x combinés à l'humidité en présence dans l'atmosphère forment respectivement l'acide sulfurique (H_2SO_4) et l'acide nitrique (HNO_3). Les précipitations acides résultent aussi d'un procédé par lequel des particules solides comme les cendres volantes, les sulfates et les nitrates ainsi que des gaz tels que le SO_2 et le NO_x se déposent sur des surfaces ou sont adsorbées par celles-ci. En présence d'eau, ces particules ou ces gaz peuvent se transformer en acides.

Ozone troposphérique

L'ozone est produit dans la basse atmosphère (ou troposphère) par suite de réactions photochimiques où interviennent le NO_x et les COV; il représente la principale composante du «smog» urbain. Comme ces réactions dépendent du rayonnement solaire et de la température, c'est par temps chaud et ensoleillé que les concentrations d'ozone troposphérique sont les plus élevées. L'ozone peut empêcher la fonction respiratoire et, en concentration élevée, il peut affecter la santé des humains, notamment en milieu urbain. En outre, dans nombre de régions rurales du Canada, on a relevé des concentrations d'ozone suffisamment élevées pour avoir un effet négatif sur la productivité agricole. L'ozone troposphérique pourrait également contribuer au réchauffement de la planète.

Émissions gazeuses

À la figure 11-1[2], nous comparons les émissions gazeuses imputables au secteur de l'énergie aux émissions d'autres sources.

D'après des estimations récentes des émissions totales, au Canada, des gaz examinés dans ce rapport, les émissions de CO_2 se chiffrent à 471 000 kilotonnes par année, tandis que les émissions de COV représentent un peu moins de 2 000 kilotonnes. Il faut cependant souligner que même si les données de la figure 11-1 sont très récentes, les recherches dans ce domaine se poursuivent et devraient aboutir à des estimations plus précises.

Les émissions liées à l'énergie comprennent la majorité des émissions totales de CO_2, de NO_x et de COV d'origine anthropique, elles représentent respectivement quelque 92 %, 95 % et 60 % des émissions totales. Les émissions de CH_4 du secteur énergétique ne comptent que pour environ 16 % des émissions totales comparativement à environ 45 % dans le cas du SO_2. Le secteur de l'énergie constitue donc une source émettrice importante et préoccupante sur le plan environnemental, mais il en existe beaucoup d'autres.

Gaz carbonique (CO_2)

Les concentrations de CO_2 dans l'atmosphère augmentent par suite de l'activité humaine. Après avoir

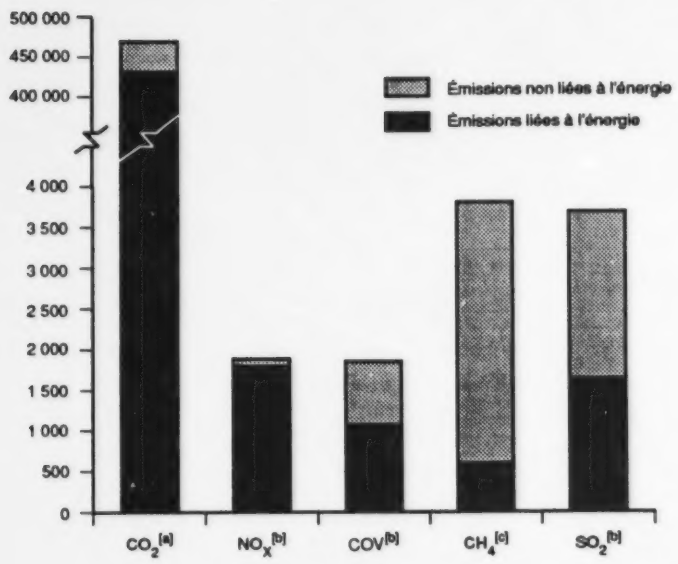
---

1 Le N_2O est un produit de la combustion des combustibles fossiles, mais comme nous ne disposons pas de données sur les émissions de ce gaz résultant de la combustion de ces combustibles, nous n'avons pas présenté de prévisions relatives à ces émissions dans le présent rapport. Tous ces gaz, exception faite des chlorofluorocarbures, résultent, dans une plus ou moins grande mesure, de la production, du traitement, du transport ou de la combustion des combustibles fossiles, comme nous l'indiquons plus loin dans ce chapitre.

2 Les projections d'émissions indiquées sont des données récentes d'Environnement Canada. Elles ont été calculées à l'aide de divers modèles; il ne s'agit pas de mesures réelles. Elles sont fondées sur diverses hypothèses, parfois différentes de celles avancées dans ce rapport; par conséquent, elles ne sont pas nécessairement compatibles avec les estimations que nous présentons plus loin dans ce chapitre. Elles visent à illustrer la contribution relative des différents combustibles et secteurs de l'économie aux émissions totales des gaz étudiés dans ce rapport.

Figure 11-1

Émissions canadiennes des gaz examinés dans ce rapport - sources anthropiques



[a] Source: *Inventaire canadien des sources et des émissions de dioxyde de carbone*, A.P. Jaques, Environment Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/2, mai 1990.

[b] Source: *Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985)*, A. Kostelz et M. Deslauriers, Environment Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/3, mars 1990.

[c] Source: *Greenhouse Gas Emissions, Estimates for Canada*, A.P. Jaques, Environment Canada, février 1991.

analysé des échantillons d'air emprisonné dans les glaciers, des scientifiques ont estimé qu'avant la révolution industrielle, les concentrations de CO_2 dans l'atmosphère enregistrées à l'échelle mondiale étaient d'environ 280 parties par million par volume (ppmv) comparativement à 348 ppmv en 1987. Parmi les sources émettrices relativement bien connues, la principale est la production d'énergie par les centrales thermiques alimentées par des combustibles fossiles.

Il existe d'autres sources émettrices importantes de ce gaz, tant naturelles qu'anthropiques, pour lesquelles nous ne disposons pas de données. Par exemple, nous ne connaissons pas l'ampleur des émissions de CO_2 imputables aux méthodes d'exploitation forestière (qui, en plus de produire du CO_2, en réduit le taux de capture par les phénomènes de photosynthèse de la forêt saine) et aux pratiques de gestion du territoire, mais elle est probablement appréciable. La recherche menée dans ce domaine nous permettra peut-être de mieux saisir l'apport relatif de l'industrie énergétique.

À l'échelle internationale, le Canada est le neuvième pays émetteur de CO_2 en importance (2 % des émissions totales) et la deuxième source émettrice en importance par habitant.[1]

Au Canada, les émissions de CO_2 d'origine anthropique, excluant celles résultant de l'exploitation forestière et de la gestion des terres, se chiffrent à environ 471 000 kilotonnes dont environ 92 % (ou 435 000 kilotonnes) provient de la combustion de divers combustibles pour la production d'énergie. L'incinération des déchets et la production de ciment et d'ammoniac sont des sources émettrices relativement moins importantes au même titre que la combustion des déchets ligneux.[2] Dans le secteur de l'énergie, environ 91 % des émissions sont imputables à la combustion des combustibles fossiles, l'autre source étant la combustion de la liqueur de pâte épuisée et du bois de chauffage.

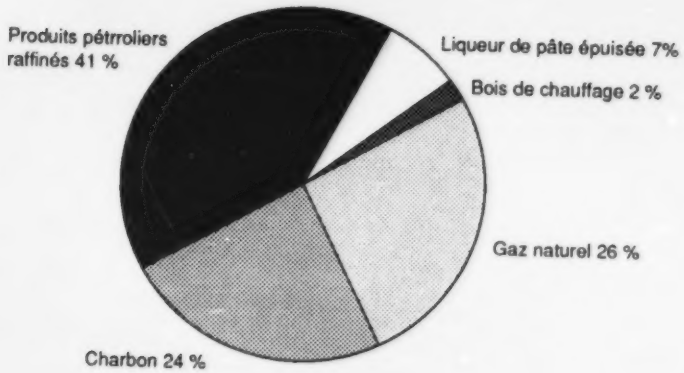
Les émissions de CO_2 produites par la combustion des combustibles fossiles dépendent de la quantité de combustible utilisée et du taux d'émissions par unité associé à ce combustible.[3] Par conséquent, même si le taux d'émission du gaz naturel par unité est

1 Rapport sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, Groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur l'énergie et l'environnement, août 1989.

2 Inventaire national des sources et des émissions de dioxyde de carbone, A.P. Jaques, Environnement Canada, Série de protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/2, mai 1990.

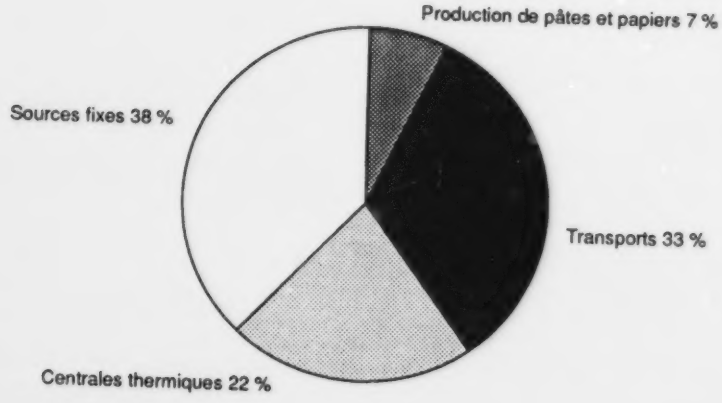
3 Les émissions de CO_2 par contenu énergétique varient d'un combustible à l'autre et dépendent de la composition chimique de celui-ci. Par exemple, le gaz naturel a un taux d'émission d'environ 50 tonnes de CO_2 par térajoule d'énergie libérée. Ce taux varie entre 60 à 75 tonnes par térajoule dans le cas des carburants liquides comme l'essence, le propane et le mazout, et entre 80 à 110 tonnes par térajoule dans le cas du charbon et de la lignite.

Figure 11-2
Sources émettrices de CO_2 liées à l'énergie au Canada, par combustible



Source: *Inventaire canadien des sources et des émissions de dioxyde de carbone*, A.P. Jaques, Environment Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/2, mai 1990.

Figure 11-3
Source émettrices de CO_2 liées à l'énergie au Canada, par secteur



Source: *Inventaire national des sources et des émissions de dioxyde de carbone*, A.P. Jaques, Environment Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/2, mai1990.

relativement faible si on le compare à celui du charbon par exemple, la combustion des volumes considérables de gaz naturel utilisés chaque année au Canada constitue une source émettrice très importante de CO_2.

Du point de vue sectoriel, les sources fixes de combustion, tels que les chaudières industrielles et les systèmes de chauffage résidentiels et commerciaux (38 %), les centrales thermiques (22 %) et les transports (33 %) constituent les principales sources émettrices de CO_2 liées à l'énergie. Voir la figure 11-3.

Oxydes d'azote (NO_x)

En 1985, les émissions de NO_x enregistrées au Canada ont totalisé presque 1 900 kilotonnes.[1] Plus de 95 % de ces émissions, soit quelques 1 800 kilotonnes, sont imputables au secteur de l'énergie, et surtout à la combustion des combustibles fossiles. Les autres sources émettrices sont les procédés industriels et les autres sources non énergétiques.

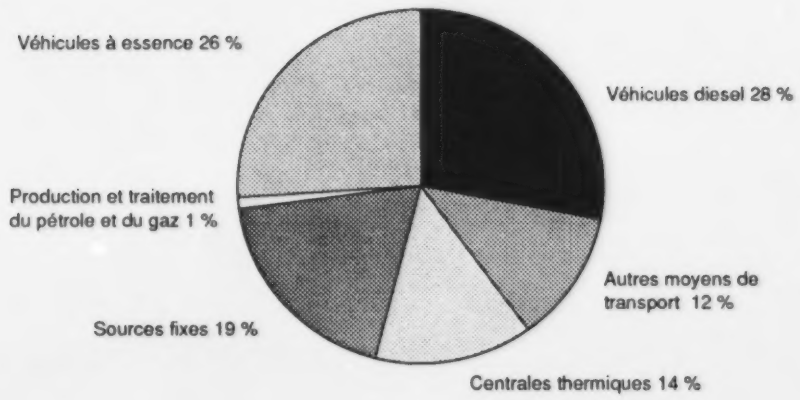
Au Canada, le secteur des transports constitue la principale source émettrice de NO_x; il produit 66 % des émissions de ces gaz attribuables au secteur de l'énergie (figure 11-4), répartis comme suit : véhicules à essence, 26 %; véhicules diesel, 28 %; et trains, bateaux, aéronefs et autres véhicules, 12 %. Les centrales thermiques et les autres sources fixes représentent, respectivement, 14 % et 19 % des émissions totales de NO_x; les usines de traitement du pétrole et du gaz n'en produisent qu'environ 1 %.

Composés organiques volatiles (COV)

Les COV peuvent être d'origine naturelle ou d'origine anthropique. Parmi les sources naturelles, il y a les émanations provenant des gisements pétrolifères et gazéifères, les volcans, la végétation et les processus bactériels. Nous ne disposons pas de données précises à ce sujet, mais globalement les sources naturelles ne représenteraient qu'un pourcentage minimal des émissions totales.

1 Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985), A. Kostelz et M. Deslauriers, Environnement Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/3, mars 1990.

Figure 11-4
Sources émettrices de NO_x liées à l'énergie au Canada



Source: *Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985)*, A. Kostelz et M. Deslauriers, Environment Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/3, mars 1990.

La plupart des émissions de COV enregistrées au Canada sont d'origine anthropique; il s'agit en grande partie d'émissions fugitives[1], et les autres sont attribuables à la combustion incomplète des combustibles fossiles. En 1985, les émissions canadiennes de COV ont totalisé presque 1 900 kilotonnes[2], les principales sources autres que l'énergie étant les solvants et les procédés pétrochimiques.

Au Canada, le secteur de l'énergie produit plus de 1 000 kilotonnes d'émissions de COV, soit environ 60 % des émissions totales d'origine anthropique. Le secteur des transports constitue une source émettrice importante avec presque 70 % des émissions liées à l'énergie, répartis comme suit : véhicules à essence, 54 %; véhicules diesel, 5 %; et autres véhicules, 10 %. Les sources fixes et les centrales thermiques produisent 16 % des émissions comparativement à 10 % dans le cas des activités de vente des carburants. Voir la figure 11-5.

Méthane (CH_4)

La concentration globale de CH_4 dans l'atmosphère aurait plus que doublé au cours des trois derniers siècles et elle croît actuellement à un rythme d'environ 1 % par année.[3] Nous connaissons très peu les sources à l'origine du CH_4 dans atmosphère, et les hausses de concentration observées sont probablement reliées à l'augmentation du nombre de sources ainsi qu'à la modification de la composition chimique de la basse atmosphère. Les nouvelles sources émettrices agricoles, notamment l'élevage et la culture du riz, ont probablement contribué le plus aux hausses enregistrées, mais les décharges et les filons houillers pourraient s'avérer des sources importantes. Par contre, les émissions fugitives de CH_4 du secteur énergétique et les émissions de ce gaz résultant de la combustion des combustibles fossiles à l'échelle mondiale seraient relativement faibles.

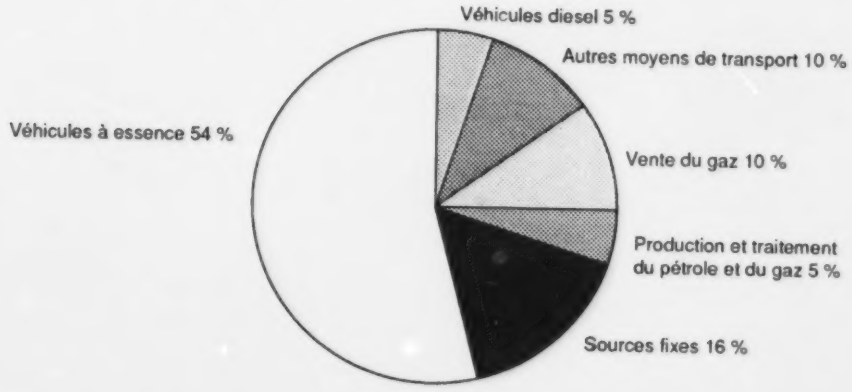
Au Canada, nos projections des émissions de CH_4 d'origine anthropique totalisent quelque 3 805 kilo-

1 Les émissions fugitives sont des émissions fortuites de gaz provenant d'instruments, d'installations d'entreposage et de chargement et de la vente de carburants; elles correspondent aux pertes par évaporation.

2 Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985), A. Kostelz et M. Deslauriers, Environnement Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/3, mars 1990.

3 Rapport sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, Groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur l'énergie et l'environnement, août 1989.

Figure 11-5
Sources émettrices de COV liées à l'énergie au Canada



Source: *Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985)*, A. Kostelz et M. Deslauriers, Environment Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/3, mars1990.

tonnes tandis que les émissions d'origine naturelle, comme celles des terres humides, se chiffreraient à environ 24 000 kilotonnes par année. Les feux de forêts et les animaux sauvages produisent aussi du méthane : les émissions annuelles de ces deux sources sont estimées à quelque 980 kilotonnes et 150 kilotonnes, respectivement.[1]

Rappelons que les taux d'émission de CH_4 de nombreuses sources sont mal connus, mais la recherche peut nous aider à résoudre certaines énigmes dans ce domaine. D'après les données existantes, la majorité des émissions de CH_4 d'origine anthropique proviennent de sources autres que le secteur énergétique et plus particulièrement des décharges (49 %), des gros animaux (23 %) et du fumier (9 %). Le secteur de l'énergie produit environ 16 % des émissions totales de CH_4 d'origine anthropique.

Dans le secteur de l'énergie, les émissions fugitives de gaz naturel provenant des gazoducs, les usines de traitement du gaz et du pétrole brut et les émissions de CH_4 imputables à l'exploitation des filons houillers constituent les principales sources de CH_4; elles représentent environ 75 % des émissions totales de ce secteur d'activité. Les gaz de combustion émanant du secteur des transports (15 %) et de sources fixes (10 %) comblent la différence. Voir la figure 11-6.

Anhydride sulfureux (SO_2)

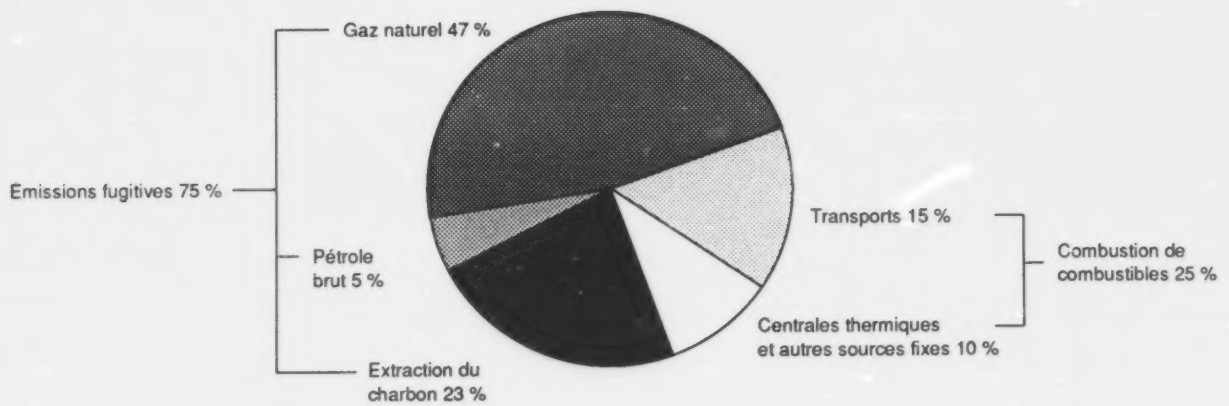
Au Canada, les émissions de SO_2 ont totalisé environ 3 700 kilotonnes en 1985.[2] Environ 55 % de ces émissions proviennent de sources autres que le secteur énergétique, notamment les fonderies de métaux non ferreux qui transforment le minerai à haute teneur en soufre en métaux tels que le cuivre et le nickel. Les autres sources émettrices de SO_2 sont les fonderies de plomb et de zinc, les usines de traitement du minerai de fer et les usines de pâte chimique.

Le secteur de l'énergie produit environ 45 % des émissions totales de SO_2 enregistrées au Canada, soit quelque 1 600 kilotonnes (figure 11-7). La combustion des combustibles sulfureux représente environ 1 000 kilotonnes d'émissions par année. Les centrales thermiques (principalement celles au charbon) constituent la principale source émettrice

1 Greenhouse Gas Emissions, Estimates for Canada, février 1991. A.P. Jaques, Environnement Canada.

2 Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985), A. Kostelz et M. Deslauriers, Environnement Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/3, mars 1990.

Figure 11-6
Sources émettrices de CH_4 liées à l'énergie au Canada



Source: *Greenhouse Gas Emissions, Estimates for Canada,* A.P. Jaques, Environment Canada, février 1991.

de gaz de combustion; elles produisent environ 45 % des émissions canadiennes imputables au secteur énergétique. Le traitement du pétrole et du gaz, qui comporte l'extraction chimique du soufre et ne dégage pas de gaz de combustion, représente 32 % des émissions liées à l'énergie; les autres sources fixes, telles que les raffineries et les chaudières industrielles, en représentent 17 %, suit le secteur des transports (6 %).

Dans les sections suivantes, nous présentons nos projections des émissions des gaz décrits ci-dessus dans le scénario de référence, exception faite du méthane parce que les opinions divergent et ne permettent pas d'établir des projections fiables pour ce gaz (section 11.5).

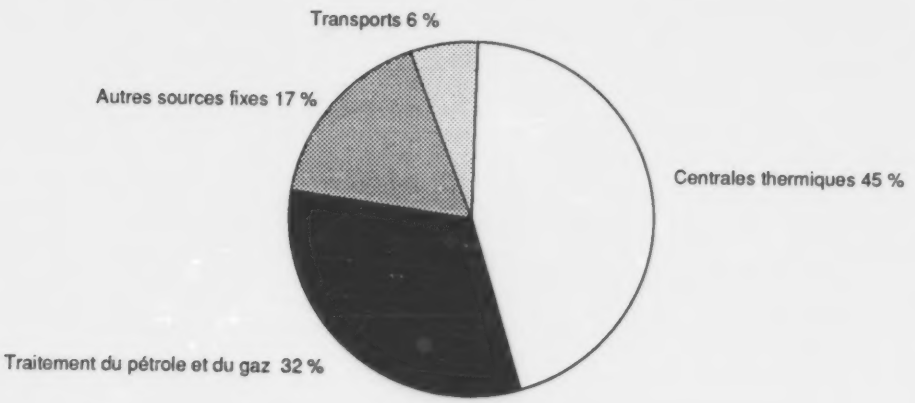
11.2 Émissions de gaz carbonique

Les émissions de CO_2 provenant de sources énergétiques incluses dans le présent rapport sont liées à la demande d'énergie primaire, celle-ci comprend les émissions résultant de la combustion de combustibles servant à la production d'électricité, et de la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique.

11.2.1 Émissions de CO_2 liées à la demande d'énergie primaire

Cette section porte sur les émissions de CO_2 résultant de la demande d'énergie primaire, c'est-à-dire de la combustion de combustibles fossiles visant à répondre à la demande secondaire (par exemple, l'essence, les mazouts et le gaz naturel) ou à produire et distribuer ces combustibles, la vapeur et l'électricité. Pour faire ces estimations des émissions de CO_2, nous avons appliqué les facteurs d'émission appropriés (indiqués au tableau A11-1 en annexe) aux estimations de la demande énergétique tirées du scénario de référence (tableaux A4-3 et A4-5 en annexe). Le tableau 11-3 indique le niveau des émissions de CO_2 par secteur et par combustible pour des années choisies (voir le tableau A11-4 en annexe pour plus de détails sur les émissions de CO_2). La répartition des émissions de CO_2 est reliée directement à celle de la consommation de combustibles d'utilisation finale et au mélange de combustibles utilisé pour la

Figure 11-7
Sources émettrices de SO_2 liées à l'énergie au Canada



Source: *Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985)*, A. Kostelz et M. Deslauriers, Environment Canada, Série de la protection de l'environnement, rapport SPE 5/AP/3, mars 1990.

Tableau 11-3

Émissions de dioxyde de carbone provenant de la demande d'énergie primaire

(kilotonnes)

	1989	2000	2010
résidential	57975	57182	56738
commercial	27889	30025	31937
industriel	134529	159179	199311
transport	134251	140987	149911
usage propre	42913	50827	56396
production d'électricité et de vapeur	103616	108499	129754
total provenant de demande d'énergie primaire	**501173**	**546699**	**624046**
pétrole	215390	219749	254031
gaz naturel	110821	126665	130768
LGN	6364	7077	7880
chabon et coke	117478	139239	175974
énergies renouvelables	50179	53324	54432
autres	941	645	961

production et la distribution de l'énergie d'utilisation finale, notamment l'électricité.

Vers 2010, les émissions de CO_2 provenant de sources d'énergie primaire totalisent environ 624 000 kilotonnes, soit 24 % de plus qu'en 1989. (Il convient de souligner qu'en 1989, les émissions ont été inhabituellement élevées en raison du temps froid et de l'utilisation accrue des combustibles fossiles pour la production d'électricité.) Pour la période projetée, les émissions totales de CO_2 provenant de l'énergie primaire augmentent à raison de 1 % par année, soit un peu moins rapidement que la demande d'énergie primaire elle-même (1,2 %). Cette croissance un peu plus lente reflète l'accroissement de la part de l'électricité dans la demande d'utilisation finale, qui passe de 20 % en 1989 à 22 % en 2010. Également, la part de l'électricité produite par les centrales hydro-électriques et nucléaires, lesquelles n'émettent pas de gaz carbonique, augmente pendant la période projetée.

La contribution de chaque secteur aux émissions de CO_2 change tout au long de la période de prévisions, traduisant à la fois la demande croissante de l'électricité et l'utilisation accrue du charbon pour les projets liés au bitume dans le secteur industriel. En 1989, les émissions du secteur résidentiel (excluant les émissions liées à l'utilisation de l'électricité dans ce secteur) représentaient 11,5 % des émissions totales de CO_2. Cette part tombe à 9 % en 2010, car la part de l'électricité dans la demande d'utilisation finale du secteur résidentiel s'accroît. Les émissions du secteur commercial (excluant l'électricité) représentent entre 5 % et 6 % des émissions de CO_2 primaires totales durant la période d'étude. La part des émissions de gaz carbonique imputable au secteur industriel (excluant l'électricité) passe d'environ 27 % en 1989 à 32 % en 2010 car la part du charbon, du coke et du gaz de cokéfaction dans la demande d'utilisation finale de ce secteur, qui était de 9 % en 1989, passe à presque 13 % en 2010. La part attribuable au secteur des transports décroît légèrement (de 27 % en 1989 à 24 % en 2010) car la demande énergétique dans ce secteur croît moins rapidement que dans d'autres secteurs. La part des émissions attribuable à la production et à la distribution de la demande d'énergie pour utilisation ultime (excluant l'électricité) est relativement stable à 9 %. Les émissions résultant de la production de l'électricité représentent 20,5 % des émissions totales de CO_2 pendant toute la période projetée, et ce en dépit de la croissance de la demande d'électricité (1,6 % par année) car l'importance de la production hydro-électrique et nucléaire s'accroît avec le temps.

C'est le secteur industriel qui produit la plupart des émissions de CO_2, soit 32 % en 2010, même si on exclut ses émissions liées à l'électricité. Parmi les combustibles, ce sont les produits pétroliers qui en produisent le plus (41 % en 2010), suivis du charbon (28 %).

11.2.2 Répartition, par province, des émissions de CO_2 résultant de la production de l'électricité

Les émissions de CO_2 dont il est question à la section précédente comprennent celles liées à l'offre de l'électricité. Dans cette section, nous présentons une répartition, par province, des émissions de CO_2 résultant de la production d'électricité par les services publics.

Le tableau 11-4 présente nos projections des émissions liées à l'offre d'électricité des services publics, par province et par mode de production. Ces estimations sont fondées sur la production prévue des centrales alimentées par des combustibles fossiles (voir la section 5.3), multipliée par les facteurs d'émission correspondants des centrales. Chaque fois que possible, nous avons recueilli les données sur les émissions par consultation des services publics d'électricité. Les émissions liées à la production autre que celle des services publics sont tenues pour négligeables.

Le tableau 11-4 indique que les centrales de l'Alberta, de l'Ontario, de la Saskatchewan, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick - alimentées pour la plupart par des combustibles fossiles - sont toutes des sources émettrices importantes de CO_2. Les centrales des autres provinces libèrent également du CO_2 dans l'atmosphère, mais leur apport est moins important. Il s'agit du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique (où les centrales hydro-électriques prédominent) ainsi que de Terre-Neuve, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (qui consomment également des combustibles fossiles mais leur consommation est relativement petite).

Tableau 11-4

Émissions de CO2 résultant de la production d'électricité par les services publics

(kilotonnes)

		1989[a]	2000	2010
Terre-Neuve/Labrador	Charbon	0	0	0
	Mazout	1 597	226	866
	Gaz naturel	0	0	0
	TOTAL	1 597	226	866
Île-du-Prince-Édouard	Charbon	0	0	0
	Mazout	90	121	146
	Gaz naturel	0	0	0
	TOTAL	90	121	146
Nouvelle-Écosse	Charbon	6 637	9 968	11 454
	Mazout	2 629	686	957
	Gaz naturel	0	0	0
	TOTAL	9 266	10 654	12 410
Nouveau-Brunswick	Charbon	2 646	6 800	6 800
	Mazout	5 898	4 436	5 671
	Gaz naturel	0	0	0
	TOTAL	8 544	11 236	12 470
Québec	Charbon	0	0	0
	Mazout	1 038	394	1 216
	Gaz naturel	0	0	126
	TOTAL	1 038	394	1 342
Ontario	Charbon	26 991	25 050	35 320
	Mazout	1194	11	198
	Gaz naturel	0	0	201
	TOTAL	28 185	25 061	35 719
Manitoba	Charbon	479	1	0
	Mazout	24	0	0
	Gaz naturel	0	0	0
	TOTAL	503	1	0
Saskatchewan	Charbon	11 978	12 009	11 871
	Mazout	0	0	0
	Gaz naturel	271	54	29
	TOTAL	12 249	12 062	11 901
Alberta	Charbon	32 724	39 726	44 004
	Mazout	11	60	60
	Gaz naturel	2 289	1 032	1 421
	TOTAL	35 024	40 818	45 484
Columbie-Britannique	Charbon	0	0	0
	Mazout	117	2	89
	Gaz naturel	2 244	316	1 191
	TOTAL	2 361	318	1 279
Yukon	Charbon	0	0	0
	Mazout	28	76	133
	Gaz naturel	0	0	0
	TOTAL	28	76	133
Territoires du Nord-Ouest	Charbon	0	0	0
	Mazout	169	286	378
	Gaz naturel	0	0	0
	TOTAL	169	286	378
TOTAL CANADA	Charbon	81 455	93 554	109 449
	Mazout	12 796	6 298	9 712
	Gaz naturel	4 803	1 401	2 968
	TOTAL	99 055	101 253	122 128

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis

[a] Les données de 1989 sont basées sur la production réelle multipliée par les facteurs d'émission estimés.

Nous prévoyons qu'au Canada, les émissions de CO_2 imputables à la production d'électricité des services publics augmenteront globalement de 3 % entre 1989 et 2000, et de 24 % entre 1989 et 2010, pour passer de 99 000 kilotonnes en 1989 à 122 000 kilotonnes en 2010. Les provinces, telles que l'Alberta, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, qui entendent répondre à la croissance anticipée de la charge par la production des centrales au charbon ou au mazout, présentent la hausse la plus rapide des émissions pendant la période d'étude. L'Ontario compte grandement sur l'électronucléaire pour répondre à la demande intérieure prévue, mais les émissions de CO_2 dans cette province augmentent également beaucoup étant donné le recours accru aux centrales thermiques existantes. De toutes les provinces, seule la Saskatchewan présente une baisse légère (3 %) de ses émissions de CO_2 de 1989 à 2010. Cette décroissance s'explique par la très faible croissance de la charge prévue pour cette province, jumelée à la production accrue provenant de centrales nouvelles au meilleur rendement énergétique.

Le scénario de référence ne prend en compte que peu de mesures visant à atténuer les émissions de CO_2 produites par les centrales thermiques. Cependant, les programmes de gestion de la demande élaborés par les services publics, dont nous prévoyons la mise en place, ont été intégrés dans nos projections : ils freineront la croissance de la demande et les émissions de CO_2 diminueront en conséquence. Les centrales nucléaires aménagées en Ontario et les centrales hydro-électriques construites en Colombie-Britannique, au Manitoba et au Québec, dont nous tenons compte dans notre scénario de référence, n'émettent pas de CO_2. Toutefois, ces modes de production ont également des incidences environnementales, celles-ci ne sont cependant pas examinées dans la présente étude.

11.2.3 Émissions de CO_2 résultant de la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique

Cette section porte sur les émissions de CO_2 en amont imputables à l'industrie du gaz naturel ainsi que sur les émissions résultant de la production et de la valorisation du bitume qui ne sont pas analysées à la section 11.2.1. Les émissions liées au gaz naturel résultent de la combustion de combustibles associée à la production et au traitement; elles comprennent également le CO_2 brut libéré directement dans l'atmosphère pendant la production et le traitement du gaz naturel. Parmi les sources des émissions liées à la mise en valeur des sables pétrolifères dont la section 11.2.1 ne fait pas mention, il y a la combustion du gaz de gisement servant à produire la vapeur nécessaire à la récupération in situ du bitume, la combustion du gaz industriel ou utilisé et du coke servant de combustibles dans les usines de sables pétrolifères ainsi que l'utilisation du gaz de charge pour la valorisation du bitume.

Le gaz de gisement est le gaz produit suite au chauffage du bitume pendant la récupération in situ tandis que le gaz industriel ou utilisé est un gaz d'hydrocarbures légers qui est produit dans les unités de cokéfaction et d'hydrotraitement des usines de sables pétrolifères et qui, après le retrait des composés du soufre, sert de combustible. Le coke, élément constitutif du bitume, est le produit de la valorisation primaire du bitume; il est également utilisé comme combustible dans les usines de sables pétrolifères. La conversion du gaz naturel (gaz de charge) en hydrogène est aussi une source d'émissions de CO_2.

En 1989, les émissions de CO_2 provenant de ces sources étaient d'environ 32 000 kilotonnes, réparties comme suit : production et traitement du gaz naturel, environ 68 %; CO_2 brut, environ 17 %; sources liées à la mise en valeur des sables pétrolifères énumérées ci-dessus, environ 15 %.

Nous avons élaboré les projections présentées dans cette section en collaboration avec l'OCREA. À cette fin, nous avons utilisé les projections de l'offre de gaz naturel albertain incluses dans le scénario de référence et le modèle d'émissions de CO_2 mis au point par l'OCREA. Nous nous sommes fondés sur des estimations des émissions albertaines pour déterminer les émissions liées à toute la production prévue de gaz naturel canadien.[1] Pour calculer les émissions imputables à la combustion, nous convertissons l'énergie utilisée en émissions de gaz carbonique en appliquant le facteur d'émission correspondant au combustible utilisé. À partir des données existantes sur le contenu actuel en CO_2 des réserves de gaz naturel, nous avons estimé la quantité de CO_2 brut libérée dans l'atmosphère pendant la production et le traitement du gaz.

Les émissions de CO_2 provenant de ces sources devraient

1 Selon nous, le modèle de l'OCREA et du ministère albertain de l'Énergie constituait le meilleur moyen d'estimer les émissions de CO_2 et d'autres gaz à effet de serre parce qu'il est complet et reconnu et qu'il a été utilisé abondamment pour élaborer les projections provinciales en matière d'émissions.

augmenter pendant la période d'étude pour passer d'environ 34 000 kilotonnes en 1990 à quelque 51 000 kilotonnes d'ici 2010. Cette hausse est presque proportionnelle à l'accroissement prévu de la production de gaz naturel et de brut synthétique.

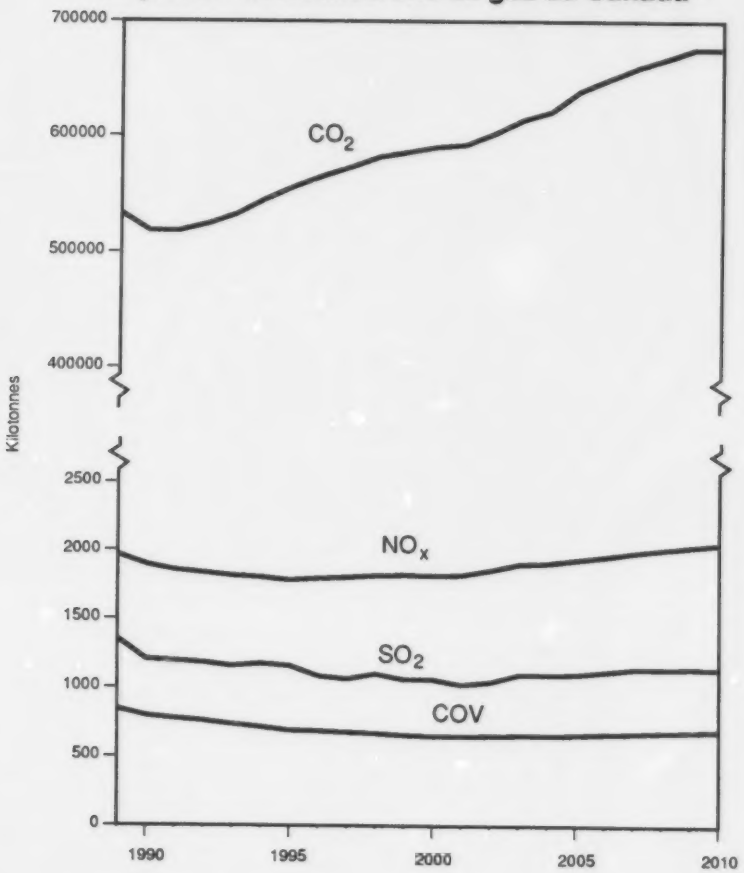
11.2.4 Sommaire des émissions de CO_2

Nous prévoyons que les émissions de CO_2 provenant de sources énergétiques augmenteront à un rythme annuel moyen d'environ 1,1 % pendant la période d'étude pour atteindre 675 000 kilotonnes en 2010 (voir la figure 11-8 et le tableau A11-4 en annexe), soit 142 000 kilotonnes de plus qu'en 1989.

Le secteur industriel et le secteur de la production de vapeur et d'électricité contribuent à la hausse des émissions dans des proportions approximatives de 45 % et 18 %, respectivement. Cette situation s'explique en grande partie par l'utilisation accrue du charbon, du coke et du gaz de cokéfaction. La production de gaz naturel et du pétrole brut synthétique compte pour 12 % de la hausse des émissions de CO_2, en raison principalement de l'accroissement de la production de gaz naturel.

Figure 11-8

Projection des émissions de gaz au Canada *



* Ces lignes ont été tirées indépendamment, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas cumulatives. Par exemple, en 1989 les émissions de COV étaient de 844 kilotonnes, et les émissions de SO_2 étaient de 1355 kilotonnes.

11.3 Émissions d'oxydes d'azote

Les émissions de NO_x provenant de sources énergétiques incluses dans ce rapport sont liées à la demande d'énergie primaire (notamment à la production d'électricité) et à la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique.

11.3.1 Émissions de NO_x liées à la demande d'énergie primaire

Les émissions de NO_x résultant de la combustion de combustibles sont principalement liées à l'utilisation des produits pétroliers et du charbon. Pour estimer ces émissions, nous avons appliqué les facteurs d'émission correspondant aux combustibles utilisés dans le scénario de référence, et ce pour chaque secteur, sauf le transport routier. Comme la loi prévoit que les voitures et les camions doivent être munis de convertisseurs catalytiques qui réduisent les émissions de NO_x et de COV, les émissions de ce secteur doivent être calculées différemment. Les normes visant le secteur routier sont prescrites en grammes par mille. Les caractéristiques du moteur du véhicule et le procédé de combustion influent sur le niveau des émissions de NO_x et de COV. Un véhicule dont le rendement énergétique est excellent ne respecte pas nécessairement une certaine norme en matière d'émissions de NO_x et de COV en raison de son procédé de combustion tandis qu'un autre véhicule au moins bon rendement dont le procédé de combustion est différent peut respecter cette norme. Dans le secteur du trans-

port routier, contrairement aux autres secteurs, il est impossible d'établir un lien direct entre le combustible utilisé et les niveaux des émissions de NO_x et de COV. Ces émissions sont donc fonction des normes établies chaque année pour les nouveaux véhicules, de la composition du parc automobile (selon l'âge) et de la distance parcourue par les véhicules.

Nous avons estimé les facteurs d'émission de NO_x et de COV applicables au secteur routier avec l'aide d'Environnement Canada, à partir des renseignements sur notre parc automobile et des normes sur les émissions prévues par la loi (voir le tableau A11-2 pour les NO_x et le tableau A11-3 pour les COV). Nous avons ensuite appliqué ces facteurs à la distance parcourue par chaque catégorie de voitures et de camions (petites et grosses voitures, et camions, selon la taille et le carburant utilisé).

En 1989, nous estimons que les émissions de NO_x liées à la combustion ont totalisé 1 765 kilotonnes, réparties comme suit : essence et carburant diesel utilisés par le secteur des transports, 937 kilotonnes; mazout et charbon utilisés par le secteur industriel, 308 kilotonnes. Les combustibles servant à la production de l'électricité ont produit 262 kilotonnes supplémentaires.

Notre projection des émissions de NO_x reflète les normes actuelles visant les émissions des véhicules en circulation et celles prévues par la loi pour des mesures de contrôle des émissions plus strictes pour les nouveaux modèles de voiture des prochaines années. Nous nous sommes limités aux améliorations prévues dans les lois et règlements en vigueur, mais à mesure que les véhicules plus vieux sont mis au rancart et que les nouvelles voitures assujetties à des normes plus sévères constituent une proportion plus importante du parc automobile, nous observons une baisse des émissions de NO_x imputables au transport routier. En termes absolus, ces émissions, qui totalisaient 937 kilotonnes en 1989, s'établissent à 692 kilotonnes en 2010 même si la consommation d'énergie du secteur des transports augmente de 12 % entre 1989 et 2010. (Voir le tableau 11-5 en annexe pour plus de détails sur les émissions de chaque secteur).

Les émissions de NO_x attribuables au secteur industriel, qui étaient de 308 kilotonnes en 1989, atteignent 479 kilotonnes en 2010. Les émissions résultant de la production d'électricité présentent une croissance modeste, passant de 262 kilotonnes en 1989 à 307 kilotonnes en 2010. La baisse des émissions de NO_x provenant du secteur des transports est compensée en 2010 par la hausse des émissions dans les autres secteurs; en 2010, les émissions totales de NO_x liées à la demande d'énergie primaire excèdent légèrement celles enregistrées en 1989.

11.3.2 Répartition, par province, des émissions de NO_x liées à l'offre d'électricité

Les émissions de NO_x dont il est question à la section précédente comprennent les émissions liées à la production d'électricité. Dans cette section, nous présentons une répartition, par province, des émissions de NO_x liées à l'offre d'électricité des services publics.

D'après le tableau 11-5, les provinces qui constituent les principales sources émettrices de NO_x sont celles qui dépendent largement de la production liée à l'usage de combustibles fossiles. Selon nos projections, établies suivant la méthode décrite à la section 11.2.2 pour les émissions de CO_2, les émissions de NO_x augmenteront de 1 % seulement de 1989 à 2000, mais de 17 %, de 2000 à 2010. La majeure partie de cette hausse projetée pour la deuxième décennie de la période d'étude est attribuable aux provinces de l'Alberta, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse dont les plans de développement de la production d'électricité sont fondés en grande partie sur l'aménagement de nouvelles centrales thermiques. Néanmoins, le scénario de référence tient compte de la mise hors service des centrales plus vieilles dont le rendement est moins bon et de l'installation de nouveaux dispositifs de combustion émettant peu de NO_x (par ex. la combustion sur lit fluidisé circulant prévue pour la centrale de Point Aconi en Nouvelle-Écosse). Pour la Saskatchewan, nous prévoyons une baisse de 6 % des émissions de NO_x pendant la période d'étude. La faible demande prévue pour cette province, jumelée au recours accru à la nouvelle centrale au charbon Shand équipée de brûleurs au faible facteur d'émission de NO_x et à l'utilisation moindre des centrales thermiques plus vieilles, au moins bon rendement, explique cette décroissance des émissions.

11.3.3 Émissions de NO_x résultant de la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique

Cette section porte sur les émissions de NO_x liées à la production et au traitement du gaz naturel en amont et à l'exploitation des sables pétrolifères, dont il n'est pas question à la section 11.3.1. Ces émissions comprennent les gaz de combustion émis pendant la production et le traitement du gaz naturel ainsi que les émissions résultant de la combustion du gaz

Tableau 11-5
Émissions de NOx résultant de la production d'électricité par les services publics

(kilotonnes)

		1989[a]	2000	2010
Terre-Neuve/Labrador	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	3,0	0,2	0,6
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	3,0	0,2	0,6
Ile-du-Prince-Edouard	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	0,4	0,5	0,4
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	0,4	0,5	0,4
Nouvelle-Écosse	Charbon	21,1	29,8	31,6
	Mazout	7,3	1,9	2,6
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	28,4	31,7	34,2
Nouveau-Brunswick	Charbon	5,3	12,8	12,8
	Mazout	24,6	19,2	24,0
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	29,9	32,0	36,8
Québec	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	5,3	8,1	9,6
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	5,3	8,1	9,6
Ontario	Charbon	60,2	54,8	77,6
	Mazout	8,3	0,1	1,5
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	68,5	54,9	79,0
Manitoba	Charbon	1,7	0,0	0,0
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	1,7	0,0	0,0
Saskatchewan	Charbon	35,0	34,6	33,9
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	Gaz naturel	0,8	0,0	0,0
	TOTAL	35,7	34,6	33,9
Alberta	Charbon	70,4	91,4	92,9
	Mazout	0,0	1,2	1,2
	Gaz naturel	6,6	3,0	3,7
	TOTAL	77,1	95,7	97,8
Columbie-Britannique	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	2,4	0,0	0,6
	Gaz naturel	6,0	0,8	3,2
	TOTAL	8,4	0,8	3,7
Yukon	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	0,6	1,6	2,7
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	0,6	1,6	2,7
Territoires du Nord-Ouest	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	3,5	5,9	7,7
	Gaz naturel	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	3,5	5,9	7,7
TOTAL CANADA	Charbon	193,7	223,4	248,7
	Mazout	55,4	38,6	51,0
	Gaz naturel	13,4	3,9	6,9
	TOTAL	262,4	265,9	306,6

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis

[a] Les données de 1989 sont basées sur la production réelle multipliée par les facteurs d'émission estimés.

de gisement utilisé pour la production in situ de bitume et de la combustion du gaz industriel et du coke utilisés pour convertir le bitume en pétrole brut synthétique.

En 1989, nous estimons que les émissions de NO_x provenant de ces sources ont totalisé 203 kilotonnes; 96 % de ces émissions sont attribuables à la production et au traitement du gaz naturel, et 4 % à la combustion du combustible de gisement, du gaz industriel, du coke et du gaz de charge utilisés pour la production du bitume et sa conversion en pétrole brut synthétique.

Comme dans le cas des projections pour les émissions de CO_2, les projections des émissions de NO_x présentées dans cette section ont été élaborées en collaboration avec l'OCREA. À cette fin, nous avons utilisé les prévisions de l'offre de gaz naturel contenues dans le scénario de référence et le modèle d'émissions élaboré par l'OCREA. En nous fondant sur les émissions estimées pour l'Alberta, nous avons prévu les émissions liées à toute la production de gaz naturel canadien. Les facteurs d'émission utilisés pour ces projections ont été établis à partir des données d'Environnement Canada et de l'Agence de protection de l'environnement (EPA) des États-Unis. Parmi les sources d'émissions, on compte les incinérateurs, les chaudières, les appareils de chauffage et les compresseurs. Les émissions de NO_x provenant de ces sources devraient augmenter, vu la hausse de la production de gaz naturel et de bitume, pour passer d'environ 212 kilotonnes en 1990 à quelque 274 kilotonnes par année en 2010. Cette croissance des émissions est à peu près proportionnelle à la hausse prévue de la production.

11.3.4 Sommaire des émissions de NO_x

Nous prévoyons que les émissions totales de NO_x (voir la figure 11-8) ne connaîtront qu'une faible hausse au cours de la période d'étude; de 1 970 kilotonnes en 1989, elles devraient atteindre 2 050 kilotonnes en 2010, ce qui correspond à une croissance annuelle de 0,2 %. Au cours de la période, on observe une hausse régulière des émissions de NO_x dans le secteur industriel. Les émissions résultant de la production du gaz naturel et du pétrole brut synthétique augmentent également tandis que les émissions du secteur des transports devraient décroître de façon appréciable jusqu'en 2000, pour ensuite augmenter légèrement jusqu'en 2010.

Dans ces projections, nous avons tenu compte seulement des mesures d'atténuation existantes; les mesures de contrôle plus strictes ou les technologies plus nouvelles, dont fait mention le plan de gestion des NO_x et des COV annoncé par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement en novembre 1990, n'ont pas été incluses.

11.4 Émissions de composés organiques volatiles

Les émissions de COV provenant de sources énergétiques incluses dans ce rapport sont celles résultant de la demande d'énergie primaire et de la production du gaz naturel, du pétrole brut classique et du bitume.

11.4.1 Émissions de COV résultant de la demande d'énergie primaire

Les émissions de COV, au même titre que celles des NO_x, sont surtout attribuables à la combustion des produits pétroliers, du charbon et du bois. Pour estimer les émissions de COV, nous avons appliqué les facteurs d'émissions à la consommation de combustibles dans chaque secteur, exception faite du transport routier. (La section 11.3.1 porte sur les facteurs d'émissions applicables au transport routier). En 1989, les émissions de COV résultant de la combustion primaire de combustibles ont totalisé 844 tonnes, dont 676 émanaient du secteur des transports et 125 kilotonnes du secteur résidentiel. Pour la période projetée, les émissions de COV liées au transport devraient diminuer car les nouvelles normes (c'est-à-dire les lois actuelles visant les automobiles des années à venir) influent sur la composition du parc automobile et, donc, sur ses émissions de COV. Nous estimons qu'en 2010, les émissions de COV imputables au secteur des transports atteindront environ 509 kilotonnes, et les émissions totales résultant de la demande primaire s'établiront à 693 kilotonnes, soit quelque 18 % de moins qu'en 1989. Les normes actuellement prévues par la loi pour le secteur des transports visent à ramener graduellement les émissions de COV à 471 kilotonnes d'ici l'an 2000 même si l'accroissement du parc de voitures et de camions entraîne par la suite une hausse des émissions de COV liées au transport. (Voir le tableau A11-6 en annexe).

11.4.2 Émissions de COV résultant de la production du gaz naturel, du pétrole brut synthétique et du bitume

Les émissions de COV liées à la production, au transport et à la distribution du gaz naturel ont fait l'objet de rapports d'étude d'Environnement Canada et d'Énergie, Mines et Ressources[1]. Cependant, les émissions imputables à la production du pétrole brut classique et du bitume n'ont pas été prises en compte dans ces études. Les facteurs d'émissions et les estimations des émissions de COV sont actuellement réexaminés par Environnement Canada et EMR, à la lumière des données récentes sur les émissions de COV. Vu l'absence de données fiables, nous avons décidé de ne pas quantifier les émissions de COV provenant de ces sources dans le présent rapport. Même si nous pouvons calculer les émissions liées à la demande primaire à partir de données étayées, il faudra mener d'autres études pour mieux connaître les émissions de COV provenant de sources en amont.

11.4.3 Sommaire des émissions de COV

Dans ce rapport, nous avons estimé seulement les émissions liées à la demande primaire d'énergie.

Les émissions de COV devraient diminuer entre 1989 et 2010 à un rythme annuel moyen de 0,9 % (figure 11-8) par suite du remplacement continu des véhicules non munis de dispositifs de contrôle des émissions de COV par de nouveaux véhicules et ce, malgré la croissance constante du parc de voitures et de camions.

Comme dans le cas des NO_x, nous n'avons pas tenu compte, dans nos prévisions des émissions de NO_x, des mesures de réduction des émissions prévues dans le plan de gestion des émissions de NO_x et de COV présenté par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement en novembre 1990.

---

1 Emissions Factors for Greenhouse and Other Gases by Fuel Type: An Inventory Ad Hoc Committee on Emission Factors, Énergie, Mines et Ressources, décembre 1989.

11.5 Émissions de méthane

Les émissions de méthane incluses dans ce rapport sont celles qui résultent seulement de la production et du transport du gaz naturel, du pétrole brut classique et du bitume, et de la production du charbon.

11.5.1 Émissions de CH_4 résultant de la production et du transport du gaz naturel, du pétrole brut classique et du bitume, et de la production du charbon

Tout comme les émissions de COV, les émissions de CH_4 en amont résulteraient principalement de la production du pétrole brut classique et du gaz naturel. Dans une moindre mesure, ces émissions seraient imputables à la production du bitume et au transport des hydrocarbures.

Nous n'avons pas quantifié les émissions de CH_4 résultant de la production du gaz naturel, du pétrole brut classique et du bitume pour les mêmes raisons que nous n'avons pas établi de projections pour les émissions de COV en amont dans le présent rapport.

Le méthane est le gaz à effet de serre le plus important qui soit associé à l'extraction du charbon. Par tonne de charbon extrait, les émissions fugitives provenant des mines souterraines sont beaucoup plus élevées que celles provenant des mines terrestres. Le charbon découvert à de grandes profondeurs et, par conséquent, à une pression plus élevée, contient généralement plus de méthane. Lorsque la pression est réduite, le méthane se dégage du charbon. C'est pourquoi les gisements houillers peu profonds de l'Ouest canadien contiennent moins de méthane que les gisements plus profonds découverts dans la région de l'Atlantique. Pour contrôler la concentration de méthane dans les mines souterraines, on recourt à la ventilation et au captage du grisou. Le captage comporte la dégazéification du charbon avant l'extraction, d'où la réduction des besoins en air de ventilation. Le méthane ainsi recueilli est généralement libéré dans l'atmosphère.

Dans ce rapport, nous ne donnons aucune projection des émissions fugitives de méthane liées à l'extraction du charbon parce que les estimations publiées fluctuent beaucoup et ne constituent pas, selon nous, une base suffisamment fiable pour estimer des émissions futures.

11.6 Émissions de dioxyde de soufre

Les émissions de SO_2 provenant de sources énergétiques incluses dans ce rapport sont celles qui résultent de la production de l'électricité par les services publics et de la production du gaz naturel et du bitume.

11.6.1 Émissions de SO_2 liées à l'offre d'électricité

Nous prévoyons qu'au cours de la période d'étude, les émissions de SO_2 résultant de la production de l'électricité décroîtront considérablement (voir le tableau 11-6). Les émissions devraient diminuer globalement de 39 % entre 1989 et l'an 2000 et de 32 %, entre 1989 et 2010, traduisant ainsi l'intention ferme des services publics provinciaux (notamment ceux dont la production est essentiellement thermique) de réduire de façon appréciable ces émissions. Ces efforts sont particulièrement manifestes en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et en Ontario, où les lacs, les forêts et les sols sont particulièrement sensibles à ces dépôts acides. Comme la demande d'électricité croît pendant la période d'étude, l'installation de dispositifs de désulfuration aux centrales existantes et nouvelles ainsi que le recours aux techniques non polluantes d'utilisation du charbon devraient contribuer grandement à la baisse prévue des émissions de SO_2.

La province de l'Alberta libère dans l'atmosphère à peu près la même quantité de SO_2 (environ 160 kilotonnes par année) que la Nouvelle-Écosse même si sa demande intérieure est quatre fois plus élevée; ces deux provinces ont une production d'électricité principalement fondée sur l'usage du charbon. Les charbons sous-bitumineux à faible teneur en soufre utilisés en Alberta, à l'encontre des charbons bitumineux très sulfureux de la Nouvelle-Écosse, expliquent le niveau relativement bas des émissions de SO_2 de l'Alberta. Néanmoins, on recourra probablement davantage aux appareils de désulfuration pour réduire encore plus les émissions de SO_2 dans cette dernière province.

11.6.2 Émissions de SO_2 résultant de la production du gaz naturel et celle du bitume

Dans cette section, nous examinons les émissions de SO_2 attribuables à la production et au traitement du gaz naturel et du bitume. Les émissions de SO_2 associées à la production de pétrole brut classique sont relativement négligeables et nous n'en n'avons pas tenu compte dans le présent rapport.

Dans l'industrie du gaz naturel, les émissions de SO_2 dépendent surtout des niveaux de production,

Tableau 11-6

Émissions de SO2 résultant de la production d'électricité par les services publics

(kilotonnes)

		1989[a]	2000	2010
Terre-Neuve/Labrador	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	22,7	0,7	3,0
	TOTAL	22,7	0,7	3,0
Ile-du-Prince-Edouard	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	1,1	1,3	0,4
	TOTAL	1,1	1,3	0,4
Nouvelle-Écosse	Charbon	112,0	136,1	141,8
	Mazout	23,3	5,9	8,0
	TOTAL	135,3	142,1	149,8
Nouveau-Brunswick	Charbon	129,5	16,4	16,4
	Mazout	95,8	70,9	88,1
	TOTAL	225,3	87,4	104,6
Québec	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	2,9	0,0	2,8
	TOTAL	2,9	0,0	2,8
Ontario	Charbon	294,8	80,2	113,0
	Mazout	2,8	0,0	0,4
	TOTAL	297,6	80,2	113,4
Manitoba	Charbon	2,4	0,0	0,0
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	2,4	0,0	0,0
Saskatchewan	Charbon	86,7	79,2	72,4
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	86,7	79,2	72,4
Alberta	Charbon	115,9	152,5	163,2
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	115,9	152,5	163,2
Colombie-Britanique	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	0,0	0,0	0,0
Yukon	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	0,0	0,0	0,0
Territoires du Nord-Ouest	Charbon	0,0	0,0	0,0
	Mazout	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	0,0	0,0	0,0
TOTAL CANADA	Charbon	741,4	464,4	506,9
	Mazout	148,6	78,9	102,7
	TOTAL	890,0	543,3	609,5

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
Les émissions de SO2 résultant de l'utilisation du gaz naturel sont considérés négligeable
[a] Les données de 1989 sont basées sur la production réelle multipliée par les facteurs d'émission estimés.

de la teneur en soufre du gaz naturel et du pourcentage de soufre récupéré pendant le traitement. Les usines de gaz naturel qui traitent le gaz acide libèrent aussi du SO_2 pendant la récupération du soufre. Le torchage du gaz acide dans les usines de traitement ainsi que les essais des puits de gaz acide contribuent aussi aux émissions de SO_2 liées au gaz naturel. Dans le cas de la production et de la valorisation du bitume, les émissions de SO_2 dépendent en grande partie de la technique de traitement utilisée.

Le soufre est récupéré des usines de gaz naturel dans une proportion d'environ 98 % comparativement à quelque 88 % dans le cas du soufre récupéré ou laissé dans le coke aux installations de mise en valeur des sables pétrolifères et de récupération in situ du bitume. Cependant, le soufre n'est pas récupéré à la faveur du torchage ni des essais de puits de gaz acide.

Les émissions de SO_2 en amont ont été estimées à quelque 465 kilotonnes en 1989.

Nous avons établi nos projections des émissions de SO_2 en collaboration avec l'OCREA. À cette fin, nous avons utilisé les projections de l'offre de gaz naturel albertain contenues dans le scénario de référence ainsi que le modèle d'émissions de SO_2 mis au point par l'OCREA. Ces estimations des émissions de l'Alberta ont été rajustées à la hausse pour refléter la production globale prévue de gaz naturel canadien. Pour ces projections, la production prévue englobe la production des réserves établies et celle provenant des additions futures. La teneur en soufre des réserves établies et les lignes directrices de l'OCREA applicables à la récupération du soufre, permettent de prévoir les émissions de SO_2 provenant de chacune des usines. Pour prévoir les émissions de

dioxyde de soufre liées aux additions aux réserves actuelles, nous avons utilisé une estimation du niveau de récupération futur et une estimation du contenu en soufre des additions futures.

Pour ce qui est de la mise en valeur du bitume, nous avons établi nos projections en nous fondant sur la production prévue dans le scénario de référence et sur le niveau anticipé de récupération du soufre dans les usines existantes et nouvelles. Les améliorations des techniques de récupération du soufre et le perfectionnement de la technologie de traitement, qui devraient permettre de réduire les émissions de SO_2 par unité de production, ont été intégrés dans les projections des émissions de SO_2 en amont, ce qui a pour effet de compenser en partie la hausse des émissions liées à la production du gaz naturel et du bitume.

En tout, les émissions de SO_2 provenant de ces sources devraient se chiffrer à environ 531 kilotonnes par année d'ici 2010.

11.6.3 Sommaire des émissions de SO_2

Nous prévoyons que les émissions totales de SO_2 diminueront à raison de 0,8 % en moyenne par année au cours de la période d'étude (voir la figure 11-8), passant de 1 355 kilotonnes en 1989 à 1 141 kilotonnes en 2010, en raison de la réduction considérable (près de 33 1/3 %) des émissions provenant des centrales électriques. Ces baisses seront enregistrées principalement dans les provinces de l'Est où des valeurs limites ont été établies dans le cadre d'ententes fédérales-provinciales sur le contrôle des émissions de SO_2.

L'accroissement des émissions de SO_2 résultant de la production du gaz naturel et du bitume devrait compenser en partie la baisse des émissions liées à la production d'électricité. Cependant, les émissions de SO_2, par unité de production, devraient diminuer par suite de l'amélioration de la technologie de contrôle des émissions.

11.7 Mesures d'atténuation des émissions

Dans la présente section, nous examinons les mesures de réduction des émissions qui pourraient être appliquées pendant la période d'étude mais que nous n'avons pas incluses dans le scénario de référence parce qu'elles ne sont pas encore commercialement viables. Nous décrivons bon nombre des mesures existantes et nous évaluons de façon générale l'incidence de ces mesures sur la demande énergétique et les émissions gazeuses.

11.7.1 Mesures d'atténuation de la demande d'énergie

11.7.1.1 Secteur résidentiel

Dans cette section nous proposons examiner, relativement à notre scénario de base, les économies d'énergie qui résulteraient d'une diffusion rapide et massive de la technologie la plus efficace sur le plan énergétique. Une telle diffusion technologique pourrait entrainer pour les ménages des coûts additionnels et substantiels liés à l'acquisition et à la mise en place de l'équipement. Les mesures d'économie d'énergie sont présentées par utilisation finale.

En ce qui a trait aux nouveaux logements unifamiliaux, la maison la plus efficace sur le plan énergétique actuellement construite au Canada pourrait utiliser pour l'ensemble des besoins de chauffage, climatisation et d'eau chaude domestique aussi peu que 40 % de l'énergie nécessaire à une maison construite suivant la norme R-2000, ou aussi peu que 20 % de l'énergie pour les mêmes besoins dans un logement conçu suivant les mesures de 1983 prévues au Code national du bâtiment (CNB). Les niveaux d'isolation qui entrent dans la conception de ce type de maison hautement efficace sont environ deux fois supérieurs à ceux proposés par la mise à jour de 1983 du CNB. Les gains solaires passifs sont augmentés en comparaison des pratiques habituelles notamment par un espace vitré adjacent à la façade sud de la maison chauffant préalablement l'air de ventilation.

Les fenêtres sont généralement responsables d'une portion importante des pertes de chaleur dans un logement soit par conduction à travers la vitre et le cadre, et aussi par fuites d'air. La résistance thermique des fenêtres peut être améliorée significativement et avoir une incidence à la baisse sur les besoins de chauffage par l'utilisation de vitres avec recouvrement pour émission faible (low-e), par le remplissage à l'argon de l'espace entre les vitres, et aussi par l'utilisation de matériaux à faible conduction pour d'autres composantes de la fenêtre. Les meilleures fenêtres présentement sur la marché permettent une résistance thermique d'environ RSI 0,9[1] en comparaison de RSI 0,36 pour les modèles couramment utilisés dans les nouvelles constructions. L'industrie espère au cours des prochaines années produire des fenêtres offrant une résistance thermique supérieure à RSI 1,25.

Pour le chauffage des locaux, une diffusion accélérée de thermopompes qui peuvent offrir jusqu'à un coefficient de performance de 2,7 (ratio de la quantité de chaleur

1 RSI étant la résistance thermique exprimée suivant le "Système international d'unité" SI (m^2 °C/W).

transmise par la pompe, par l'énergie électrique consommée à une température donnée) pourrait améliorer le rendement énergétique relativement à notre scénario de base où la pénétration de ces appareils demeure limitée. Des systèmes intégrés conçus pour récupérer et conserver, pour un usage différé, la chaleur provenant de différentes sources peuvent remplacer dans un logement la fournaise, le chauffe-eau, le climatiseur et le système de ventilation. Ces systèmes intégrés utilisent une thermopompe et on estime qu'ils offrent un coefficient de performance d'environ 2,8. À l'heure actuel, cet équipement n'est produit qu'en quantité limitée et pour des applications choisies.

Les fournaises à efficacité élevée au gaz ou au mazout sont munies d'un échangeur secondaire de chaleur permettant d'extraire une quantité supplémentaire de chaleur contenue dans les gaz de combustion. L'efficacité annuelle d'utilisation du combustible de ce type d'appareil est d'environ 90%. Dans notre scénario de base nous avons supposé que la diffusion de ce type de fournaise serait de 15 à 25% des nouveaux logements ayant choisi le mazout ou le gaz comme principal combustible de chauffage. Une diffusion massive de ces appareils dans les nouveaux logements ajouterait aux gains d'efficacité énergétique qui auraient déjà été atteints suite aux mesures décrites précédemment quant à l'amélioration de l'enveloppe thermique et aux gains solaires passifs.

L'ensemble des mesures discutées jusqu'ici peut avoir une incidence moins importante dans les nouveaux logements multifamiliaux puisque leur application peut être limitée à cause de contraintes physiques.

On estime qu'une grande majorité de logements existants (près de 70% du parc unifamilial) pourrait encore aujourd'hui ne pas atteindre les normes d'isolation proposées en 1978 par le CNB si on utilisait ces normes comme niveau de référence. Par un ensemble de mesures liées à l'isolation et aux qualités hermétiques de l'enveloppe thermique on pourrait améliorer le rendement moyen du parc de logements existants au niveau de rendement qu'offre un logement construit suivant ces normes. Ces mesures visent notamment la réduction du taux de renouvellement d'air à l'intérieur des logements par l'herméticité des greniers, des portes et fenêtres, des installations électriques fixées aux plafonds et aux murs, et aussi dans les sous-sols du périmètre où les solives s'appuient sur les murs extérieurs. Les niveaux d'isolation des plafonds, murs extérieurs et sous-sols pourraient aussi être rehaussés aux niveaux proposés par le code par l'utilisation de cellulose soufflée ou de matériaux rigides d'isolation aux endroits appropriés.

À l'inverse de notre scénario de base tous les appareils de chauffages désuets au gaz ou au mazout pourraient au cours de la période de prévision être remplacés par des appareils à efficacité élevée.

Dans notre scénario de base, la consommation moyenne normalisée d'énergie par logement pour fin de chauffage a reculé de près de 20% au cours de la période de projection. Sans modifier les choix des ménages quant au combustible utilisé comme source principale de chauffage, une diffusion massive des mesures décrites plus haut permettrait un recul supplémentaire de la consommation moyenne d'énergie liée au chauffage des locaux d'environ 35 points de pourcentage en 2010 par rapport au recul projeté dans notre scénario de base.

Pour le chauffage de l'eau, les économies d'énergies peuvent provenir d'une réduction de la demande d'eau chaude par les ménages et aussi d'une amélioration du rendement des chauffe-eau.

Il est généralement reconnu que les lessiveuses et les lave-vaisselles consomment la majorité de leur énergie sous forme d'eau chaude. Aussi une bonne partie des améliorations technologiques liées à ces appareils sont dirigées vers une meilleure utilisation de l'eau chaude. Parmis les technologies existantes qui s'appliquent aux lessiveuses il y a les valves thermostatiques conçues pour réduire la température des lavages à l'eau chaude à 49° C par un mélange approprié d'eau chaude et d'eau froide. Généralement, la température de l'eau à la sortie d'un chauffe-eau est d'environ 60^{0} C. Une diffusion massive de ce dispositif permettrait des économies d'énergie et ne modifierait pas la qualité du lavage. Pour les lave-vaisselles, des filtres améliorés visant à récupérer les particules d'aliment durant le cycle de lavage et des dispositifs de remplissage plus préçis réduiraient l'utilisation d'eau chaude. Des dispositifs tels le brise-jet pour les robinets et la pomme de douche à débit réduit permettent aussi des réductions substantielles des besoins en eau chaude des ménages.

Le facteur d'efficacité des chauffe-eau conventionnels au gaz est d'environ 52 %. Par l'utilisation de chauffe-eau munis d'une chambre de combustion submergée on peut augmenter ce facteur d'efficacité jusqu'à un niveau de 72 %.

Sans avoir recours à des technologies de remplacement tel le solaire nous pensons que des mesures importantes d'isolation des réservoirs et une diffusion massive de

techniques éprouvées du type de celles énoncées précédemment pourrait mener à une diminution supplémentaire d'environ 25 % des besoins moyens d'énergie pour fin de chauffage de l'eau en comparaison de notre scénario de base.

Même en supposant une diffusion massive de la meilleure technologie éprouvée en Amérique du nord dans le domaine des appareils ménagers de base, nous croyons que des économies d'énergie modestes seulement pourraient être atteintes en supplément de celles déjà projetées dans notre scénario de base . Les normes visant la consommation d'énergie des réfrigérateurs et congélateurs et qui deviendront en vigueur au cours des années '90 correspondent actuellement au niveau de technologie éprouvée que nous croyons le plus efficace. Les lessiveuses et lave-vaisselles qui consomment en comparaison des appareils précedents beaucoup moins d'énergie (excluant les besoins d'énergie liés à l'eau chaude) pourraient par contre être tous munis de moteurs à rendement élevé et amenés des économies supplémentaires. De même une mise en marché massive de sécheuses équipées de détecteurs du taux d'humidité, d'un niveau d'isolation supérieur et de dispositifs de recyclage de l'air d'échappement contribuerait aussi à réduire la consommation d'énergie relativement à notre scénario de base. Enfin dans le domaine de la climatisation des améliorations pourraient provenir de l'utilisation de modèles offrant un rendement énergétique saisonnier de 13,0 à 14,0 (valeurs obtenues en divisant la capacité totale de refroidissement fournie pendant la saison, par la quantité d'énergie consommée par le climatiseur) pour les modèles centraux et de 10,0 à 12,0 pour les modèles fenêtres. Ces types d'appareil sont présentement disponibles sur le marché.

Notre scénario de base suppose qu'une diffusion de fluorescents compacts visant à satisfaire 20% des besoins d'éclairage en 2010 résulterait en une réduction d'environ 15% des consommations moyennes d'énergie dans ce domaine relativement à la situation présente. L'applicabilité de cette technologie au cours de la période de projection est incertaine et dépend ultimement de la préférence des consommateurs. Dans ce contexte nous avons supposé qu'une diffusion massive de cette technologie dans sa forme actuelle équivaudrait à 50% des besoins d'éclairage en 2010. Une telle diffusion amènerait une diminution supplémentaire de plus de 30% des consommations moyennes par ménage relativement à notre scénario de base.

En résumé, si l'ensemble de mesures énoncées précedemment était sans contrainte adopté par les ménages canadiens durant la période de projection nous pensons que la consommation d'énergie moyenne des ménages pourrait chutés d'environ 45% d'ici 2010. Cette diminution est plus prononcés de près de 30 points de pourcentage en comparaison de notre scénario de base en 2010.

11.7.1.2 Secteur commercial

Dans le scénario de référence, nous avons supposé que l'adoption de techniques de haute efficacité énergétique dans le secteur commercial serait relativement faible au cours de la période visée par nos prévisions, et que pour l'essentiel, les améliorations du point de vue de l'efficacité ou de l'intensité seraient attribuables à l'utilisation continue de techniques nouvelles existantes et au renouvellement des immobilisations et des équipements. Bien que les techniques nouvelles le plus largement utilisées et acceptées dans le secteur commercial soient d'une efficacité supérieure à l'efficacité moyenne du parc d'équipement existant, ces techniques ne sont pas les plus efficaces parmi les techniques actuellement disponibles. Des techniques de haute efficacité (et bien souvent rentables) sont disponibles, sans être très répandues, en raison des contraintes exposées à la section 4.2.3.

Cette section renferme une analyse des technologies moins énergivores à la disposition du secteur commercial et une estimation du pourcentage d'économie pouvant résulter de leur adoption, comparativement aux techniques le plus couramment utilisées. L'analyse porte principalement sur les techniques utilisables dans les immeubles à bureaux et les commerces, encore que certaines de ces techniques puissent trouver des applications dans d'autres types de constructions. À eux deux, les sous-secteurs précités accaparent environ 40 % de l'énergie consommée dans le secteur commercial. Les principales catégories d'utilisation finale sont : l'éclairage, le chauffage, la climatisation, la ventilation et la réfrigération.

L'éclairage par fluorescents constitue l'essentiel des besoins d'éclairage dans le secteur commercial (sans compter l'éclairage des rues). Dans les immeubles à bureaux et les immeubles abritant des commerces de détail, il représente de 70 à 75 % des besoins en éclairage. Plusieurs mesures permettent de réduire la consommation d'électricité à des fins d'**éclairage**: l'utilisation de fluorescents moins énergivores que les fluorescents classiques, de ballasts plus efficaces, de luminaires offrant une meilleure réflectivité (aussi appelés luminaires à haute efficacité), et l'utilisation de contrôles d'éclairage et de détecteurs d'occupation.

Les options actuellement disponibles, pour ce qui est des lampes fluorescentes, permettent de réduire la consommation à 32 W, comparativement aux lampes de couramment utilisées qui consomme 40 W. Le taux de pénétration des lampes fluorescentes à consommation réduite est estimé à environ 15 % du marché commercial, ce qui indique bien l'ampleur du marché potentiel qui existe pour ces lampes, pour peu que l'on surmonte les obstacles à leur adoption. En Ontario et en C.-B., on a évalué récemment que la vente de lampes à consommation réduite représente 15 % de l'ensemble des ventes de lampes fluorescentes. Les améliorations en ce qui concerne la technologie des lampes fluorescentes ont consisté à remplacer l'argon dont elles sont remplies par du krypton, à doter les lampes d'un enduit de phosphore amélioré et à les pourvoir d'un mécanisme de déconnexion de la cathode. Une autre technologie consiste à utiliser des lampes de diamètre réduit consommant de 20 à 25 % moins d'électricité que la lampe classique de 40 W. Les lampes de ce genre conviennent particulièrement aux constructions neuves ou aux grands projets de rénovation, puisqu'elles requièrent des supports spéciaux.

On peut aussi réaliser des économies d'énergie en utilisant des ballasts plus efficaces. Les modèles courants, encore très répandus dans les immeubles à bureaux du Canada, consomment 16 W pour alimenter un appareil d'éclairage à deux tubes fluorescents. Des ballasts plus efficaces, à noyau et bobine à fil de cuivre, consomment environ 8 W. Les besoins en électricité des modèles électroniques sont d'environ 4 W pour un appareil d'éclairage à deux fluorescents. Dans des conditions normales d'utilisation, ces ballasts devraient durer de 15 à 20 ans. Par conséquent, il est à prévoir que les ballasts existants devront être remplacés pendant la période visée par nos projections.

Une autre façon de réduire les besoins en électricité à des fins d'éclairage consiste à concentrer la lumière vers les aires de travail à l'aide de réflecteurs optiques, ce qui permet de réduire l'intensité lumineuse totale nécessaire. Il est possible d'améliorer la réflectivité des luminaires à l'aide d'une pellicule réfléchissante d'aluminium ou d'argent. Le marché du réflecteur optique au Canada est encore très jeune et la technologie en la matière n'est disponible au Canada que depuis 1986. Comparativement aux systèmes d'éclairage conventionnels, les économies d'énergie rendues possibles par les réflecteurs dépendent de la réduction du niveau d'éclairage réalisable.

Au nombre des autres techniques ou mesures contribuant à réduire la consommation, mentionnons la gradation de l'intensité d'éclairage artificiel en fonction de la lumière du jour, les détecteurs d'occupation et les réducteurs de puissance.

Il existe en outre un appareil d'éclairage à fluorescents qui ne requiert aucune transformation majeure dans les immeubles existants; il s'agit d'un appareil pourvu de deux lampes de 32 W, d'un ballast électronique et d'un réflecteur optique. Si on le compare à l'appareil couramment utilisé muni de deux lampes de 40 W, d'un ballast standard et d'un luminaire peint en blanc nécessitant au total 96 W, l'ensemble à deux lampes de 32 W permettrait de réaliser une économie de consommation d'électricité pouvant atteindre 55 %, pour l'éclairage fluorescent.

Dans les nouvelles constructions il serait possible d'utiliser des lampes de 40 W de haute efficacité, des ballasts électroniques à gradation d'intensité, des réflecteurs optiques, et des contrôles d'intensité de l'éclairage en fonction de la lumière du jour. Comparativement au système largement utilisé actuellement, le nouveau système proposé permettrait de réaliser des économies d'énergie d'environ 75 %.

Il est également possible de réaliser des économies importantes du côté de l'éclairage incandescent. Les lampes incandescentes peuvent avantageusement être remplacées par des ampoules fluorescentes compactes; on peut ainsi réaliser des économies d'électricité d'environ 70 %. Dans le cas de l'éclairage extérieur, servant notamment à l'éclairage des routes ou des rues, l'utilisation de lampes au sodium à haute pression, par opposition aux lampes à vapeur de mercure, permettraient de réaliser des économies d'énergie de quelque 40 %. Dans des conditions normales d'utilisation, toutes les lampes actuellement utilisées verront leur période de vie utile expirer au cours de la période visée par nos projections; on pourrait les remplacer, au fur et à mesure de leur extinction, par leur équivalent le moins énergivore.

Une réduction de la quantité totale d'énergie que requiert l'éclairage dans les immeubles commerciaux accroîtra les besoins en chauffage, tout en contribuant à une réduction des besoins en énergie destinée à la climatisation de ces mêmes immeubles.

Plusieurs mesures peuvent aussi être prises afin d'augmenter l'efficacité du **chauffage de locaux**, par exemple : utiliser des matériaux de revêtement extérieur et d'isolation de meilleure qualité, améliorer la qualité des fenêtres sur le plan énergétique et les

méthodes de construction; utiliser des thermopompes; améliorer le rendement énergétique des systèmes de chauffage, notamment par l'installation de brûleurs de haute efficacité et de dispositifs améliorant le transfert de chaleur dans les tubes des chaudières; et enfin, un bon entretien et une bonne utilisation de l'équipement de chauffage.

Les immeubles chauffés au mazout ou au gaz sont généralement équipés de chaudières d'une efficacité thermique saisonnière d'environ 65 %. Des chaudières à haute efficacité pourvues d'échangeurs de chaleur améliorés, de brûleurs à rayonnement, permettant un temps de rétention en chambre de combustion plus élevé, et des appareils à tirage forcé permettraient d'atteindre un niveau d'efficacité saisonnière de presque 90 % et offriraient un rendement d'une efficacité supérieure de plus de 30 % à celle de chaudières conventionnelles.

La technologie des thermopompes pourrait permettre de réaliser d'autres gains d'efficacité. Des systèmes intégrés à thermopompe peuvent servir à la fois à chauffer et à climatiser un immeuble et à satisfaire les besoins en eau chaude de ses occupants. Les économies d'énergie dépendront du climat local, de l'efficacité du système d'appoint et du coefficient de rendement de la thermopompe comme telle.

Il y a moyen de réduire les besoins de **climatisation** d'un immeuble au moyen de mesures visant à contrer les gains de chaleur de source intérieure ou extérieure, notamment par le traitement approprié des fenêtres, en faisant obstacle au rayonnement, en améliorant l'isolation des murs et l'étanchéité de l'enveloppe, ainsi qu'en améliorant l'efficacité de l'éclairage. Toutefois, il est toujours possible que les gains réalisés par ces mesures soient sensiblement réduits, avec le temps, compte tenu de l'incertitude quant à la croissance de la charge attribuable aux appareils enfichables.

Au nombre des techniques par lesquelles on peut améliorer l'efficacité des systèmes de climatisation, mentionnons l'utilisation d'un ensemble de compresseurs de puissance inégale plus économes d'énergie[1], l'accroissement des surfaces d'échange de chaleur des condensateurs et évaporateurs, des moteurs plus économes, des commandes à fréquence variable pour moduler la vitesse du refroidisseur, le thermostockage à base de glace ou d'eau et l'installation de thermopompes. Le fait de passer à des systèmes de refroidissement efficaces pourrait réduire les besoins énergétiques pour la climatisation de 25 à 30 %.

En matière de **ventilation**, les améliorations peuvent se faire du côté du contrôle du débit d'air, en rendant les moteurs plus efficaces, et par une utilisation et un entretien appropriés des systèmes. On peut réduire la consommation d'énergie par l'utilisation de systèmes de distribution conçus de façon à réduire la friction de l'air. Dans les immeubles neufs ou rénovés, l'installation d'un système à volume d'air variable et à commande de vitesse et de régime variables peut réduire dans une proportion de près de 70 % la consommation d'énergie servant au réglage du débit d'air, comparativement à un système à volume d'air constant.

Dans les commerces d'alimentation au détail, on peut réduire la consommation d'énergie pour la **réfrigération** d'environ 20 % grâce à diverses mesures d'amélioration du rendement. On pourra notamment utiliser des rideaux à lanières et des portes de verre, munir les réfigérateurs de couvercles isolés après les heures d'ouverture, contrôler par microprocesseur les compresseurs de puissance inégale fonctionnant en parallèle[2], et recourir à des commandes de compresseurs à vitesse variable.

Nous avons examiné l'incidence des techniques que nous venons de décrire précédemment et en comparaison de notre scénario de référence, pour la période des prévisions. Bien que l'analyse n'ait porté que sur les sous-secteurs des bureaux et des commerces de détail, il existe des techniques semblables pouvant convenir aux autres immeubles du secteur commercial et offrant des possibilités d'économie d'énergie comparables. D'ici l'année 2010, nous pensons que l'adoption des techniques et des mesures d'économie d'énergie décrites précédemment (avec une estimation des améliorations possibles dans les autres immeubles du secteur commercial) pourraient se traduire par une réduction de la demande d'énergie pouvant atteindre près de 35 %, en regard des niveaux prévus dans le scénario de référence.

11.7.1.3 Secteur industriel

Dans le scénario de référence, notre prévision de la demande industrielle est fondée sur nos projections de la croissance

1 Cette expression désigne des compresseurs de puissance inégale dont on peut régler la fréquence de mise en marche et d'arrêt selon des combinaisons qui correspondent mieux aux besoins en climatisation.

2 Cette mesure consiste à se servir de commandes par microprocesseur et de commandes de pression sur les compresseurs de puissance et de taille inégales des systèmes de réfrigération. On peut ainsi régler efficacement la capacité d'ensemble des compresseurs de façon qu'elle corresponde à la demande réelle de refroidissement.

économique et des prix de l'énergie et nous tenons pour acquise la mise en oeuvre graduelle de technologies d'économie d'énergie et de procédés de production courants pendant la période à l'étude. Une pénétration plus rapide et plus large de ces technologies et de ces procédés de production pourrait ramener la demande d'énergie industrielle à un niveau inférieur à celui du scénario de référence. L'adoption de ces mesures pourrait signifier des coûts supplémentaires pour l'industrie ou nécessiter l'application de politiques particulières.

Dans cette analyse, nous présentons une estimation des économies d'énergie supplémentaires susceptibles d'être réalisées si les technologies et les procédés de production actuels étaient appliqués plus largement et plus rapidement que dans le scénario de référence. Lorsque nous avons établi cette estimation en consultation avec des experts de l'industrie, nous avons recueilli des points de vue différents sur les possibilités d'accroître les économies d'énergie.

Dans le cas de l'industrie des **pâtes et papiers**, nous avons prévu, dans le scénario de référence, une utilisation modeste de la fibre recyclée pour la production de papier journal. L'usage de la fibre recyclée pourrait être beaucoup plus important, et des économies d'énergie supplémentaires pourraient être réalisées si on recourait davantage aux procédés TTMP et TTCMT, à la production mixte, aux techniques de séchage à haut rendement énergétique et à la production intégrée de la pâte et du papier. On pourrait abaisser de quelque 14 % la consommation d'énergie qui est prévue dans le scénario de référence pour cette industrie en 2010.

L'industrie **du fer et de l'acier** pourrait utiliser plus de ferraille dans les mini-aciéries et les fours à oxygène, accroître la part de la production d'acier provenant des mini-aciéries et recourir davantage à la technique LBE (Lance Bubbling Equilibrium). Si ces technologies et procédés étaient plus répandus que dans le scénario de référence, on pourrait réduire de quelque 13 % la demande énergétique de cette industrie prévue pour 2010.

Dans le scénario de référence, nous avons présumé que les nouvelles **alumineries** adopteraient la technologie mise en place à Bécancour, au Québec. Cependant, les technologies de pointe consomment environ 10 % moins d'énergie que celle de Bécancour. Leur implantation dans les nouvelles usines et un usage plus intensif de l'aluminium recyclé permettraient de réduire la demande énergétique de cette industrie. Nous estimons que l'adoption de ces deux mesures réduirait de 7 % la demande énergétique de cette industrie prévue dans le scénario de référence en 2010.

Nous estimons qu'en regard de nos prévisions dans le scénario de référence, l'industrie du **ciment** pourrait réduire d'encore quelque 13 % sa consommation énergétique en 2010. D'après l'analyse à l'appui, cette industrie peut recourir nettement plus à des matériaux de cimentation secondaires, à des combustibles faits à partir de déchets et à la production à basses températures.

D'après les experts de l'industrie, l'industrie du **raffinage du pétrole** a peu de possibilités de réduire davantage sa consommation d'énergie. Cependant, une utilisation accrue des techniques avancées de récupération thermique, une gestion efficace de l'énergie et une automatisation accrue permettraient de réduire d'environ 5 %, en 2010, la consommation prévue dans le scénario de référence.

Le secteur **chimique** pourrait recourir davantage aux techniques de récupération thermique, aux nouveaux moteurs électriques à haut rendement énergétique, aux chaudières perfectionnées et à l'équipement de pointe moins énergivore que nous l'avons présumé dans le scénario de référence. Le cas échéant, la demande énergétique de cette industrie serait, en 2010, inférieure d'environ 8 % à celle prévue dans ce scénario.

Le sous-secteur «**autres manufactures**» comprend un grand nombre d'usines de taille assez réduite fabriquant divers produits. Dans la plupart de ces usines, la consommation d'énergie par unité de production est faible. Même si des économies d'énergie sont prévues dans le scénario de référence, les usines peuvent en réaliser davantage par l'automatisation et par une utilisation accrue de moteurs électriques à haut rendement énergétique, de matériel perfectionné de récupération thermique, de méthodes de contrôle et de gestion de l'énergie, et des plus récentes électrotechniques.

Dans le secteur des **forêts** et le secteur de la **construction**, on peut réduire d'environ 5 %, en 2010, la consommation d'énergie présumée dans le scénario de référence par une utilisation accrue de matériel à haut rendement énergétique et par des mesures efficaces de gestion de l'énergie.

L'accroissement de l'intensité énergétique qui est prévu dans le scénario de référence pour le secteur **minier** s'explique surtout par les besoins énergétiques associés à la production du bitume. Si on fait abstraction de cette activité, on peut, en appliquant certaines

mesures d'économie d'énergie (utilisation de matériel de récupération thermique de pointe, de moteurs électriques à haut rendement énergétique, ainsi que de matériel et de méthodes de production efficients), réduire d'environ 7 % la demande énergétique de ce secteur qui est prévue dans le scénario de référence en 2010.

Globalement, nous estimons que l'adoption des mesures précitées permettrait de réduire de quelque 12 % la demande énergétique totale du secteur industriel qui est prévue dans le scénario de référence.

11.7.1.4 Secteur des transports

Nous nous concentrons, dans la présente section, sur le transport routier, qui représente environ 80 % de l'énergie utilisée et des émissions produites par le secteur des transports. Nous avons tenu compte, dans le scénario de référence, d'un certain nombre de mesures qui, pensons-nous, seront prises au cours de la période de projection pour améliorer le rendement énergétique. La totalité de ces mesures font appel à des techniques existantes et éprouvées, qui s'avèrent rentables selon nos prévisions de ce que seront les prix. Toutefois, un recours accru aux techniques existantes de même que l'introduction de techniques additionnelles pourraient entraîner, dans le secteur des transports, une réduction de la demande d'énergie encore plus grande que celles déterminées dans le scénario de référence.

De même que pour les autres secteurs, ces mesures peuvent, à supposer qu'on les applique, entraîner des frais supplémentaires pour les consommateurs, ou nécessiter l'adoption de politiques particulières de nature à éliminer les divers obstacles, celui du coût en particulier, que pose leur application complète.

En ce qui touche les voitures, nous avons présumé, dans notre scénario de référence, que les boîtes automatiques à cinq rapports et les boîtes manuelles à six rapports ne seraient offertes que sur les voitures de luxe et les voitures de performance; nous croyons cependant qu'elles pourraient graduellement remplacer toutes les boîtes de vitesses surmultipliées. La transmission à changement de vitesses continu, plutôt que de faire partie de l'équipement des seules sous-compactes de haut de gamme, pourrait être offerte sur l'ensemble des sous-compactes. Bien que nous n'ayons prévu, dans le scénario de référence, qu'une substitution partielle de matériaux en faisant appel à de l'acier à haute résistance et à des plastiques, il est possible qu'on procède à une substitution complète par l'emploi des matériaux précités, de même que de matériaux plus coûteux comme l'aluminium et le plastique renforcé de fibres de graphite. Ramener le coefficient de résistance aérodynamique à 0,28 (par rapport au coefficient de 0,35 utilisé dans le scénario de référence) permettrait d'améliorer encore le rendement énergétique, sans que cela entraîne une perte notable du côté du volume utilisable ou du confort.

En ce qui concerne les améliorations pouvant s'appliquer aux pneus, aux lubrifiants et à l'équipement, un passage aux lubrifiants synthétiques de pointe plus rapide que ce que nous avons prévu dans le scénario de référence, l'inclusion dans l'équipement de série de pneus radiaux à profil bas et l'utilisation graduelle de pneus dans la fabrication desquels entrent des composés de plastique permettraient des améliorations du rendement énergétique plus rapides et plus importantes encore que dans le scénario de référence.

Plusieurs autres gains pourraient résulter d'améliorations concernant le moteur. Outre les mesures envisagées dans le scénario de référence (l'utilisation de dispositifs permettant de réduire les frictions internes, le recours accru à la technologie des culasses à quatre soupapes, l'application de l'injection indirecte et l'intégration limitée de l'injection multipoint, l'utilisation généralisée de dispositifs anticognement et de technologies d'interruption de l'alimentation en décélération, l'inclusion dans l'équipement de série de la boîte à commande électronique et la plus grande utilisation de dispositifs facilitant la conduite, comme les indicateurs de consommation de carburant et de changement de vitesse), l'application sur une grande échelle de la technologie des culasses à quatre soupapes, l'application graduelle de techniques de commande de soupapes d'admission, l'utilisation généralisée de l'injection multipoint, l'inclusion de dispositifs facilitant la conduite dans l'équipement de série et un certain recours à des dispositifs arrêt/marche entraîneraient une amélioration plus rapide et encore plus grande du rendement énergétique des voitures.

L'ensemble de ces mesures pourraient accroître de 25 % de plus par rapport au scénario de référence le rendement énergétique des voitures neuves entre 1989 et 2010[1].

1 Pour arriver à ce pourcentage, nous avons étudié l'incidence de chaque technologie envisagée dans le scénario de référence, de même que sa contribution à l'amélioration du rendement énergétique, puis nous avons examiné chacune des mesures supplémentaires énumérées ci-dessus et évalué leur incidence marginale par rapport au scénario de référence.

Pour ce qui est des camions, les gains sur le plan du rendement énergétique sont moins importants. Dans le scénario de référence, voici ce que nous avons prévu pour les camions légers en ce qui concerne les améliorations techniques s'appliquant à la carrosserie et à la transmission : tous les camions seront équipés de boîtes automatiques à quatre vitesses ou manuelles à cinq vitesses surmultipliées; un nombre limité de camions sous-compacts seront dotés d'une transmission à changement de vitesses continu; on aura procédé à une substitution partielle des matériaux; le coefficient de résistance aérodynamique sera quelque peu réduit; des lubrifiants synthétiques de pointe seront peu à peu adopté; on utilisera jusqu'à un certain point des pneus de dimensions métriques LT et des pneus moulés par injection; et enfin, certaines pièces d'équipement seront améliorées. Au nombre des améliorations supplémentaires, mentionnons le remplacement des transmissions surmultipliées de l'ancienne génération par des boîtes automatiques à cinq vitesses ou manuelles à six vitesses; l'utilisation de la transmission à changement de vitesses continu pour tous les camions sous-compacts; une substitution complète des matériaux pour l'emploi d'acier à haute résistance, de plastiques et d'autres matériaux plus dispendieux comme l'aluminium et le plastique renforcé de fibres de graphite; une diminution du coefficient de résistance aérodynamique plus grande que celle envisagée dans le scénario de référence; une adoption plus rapide de lubrifiants synthétiques de pointe; l'inclusion dans l'équipement de série de pneus à dimensions métriques LT et de pneus moulés par injection; et d'autres améliorations concernant les pièces d'équipement comme la servodirection électrique.

Dans le scénario de référence, nous avons prévu les améliorations suivantes concernant le moteur des camions légers : l'utilisation de dispositifs permettant de réduire constamment les frictions internes; un nombre croissant de camions dotés de moteur à arbre à cames en tête; l'utilisation de moteurs à injection dans tous les camions légers neufs et de moteurs à injection multipoint dans 50 % des cas; et l'adoption de commandes de transmission dans une proportion de 70 %. On pourrait faire encore d'autres gains en dotant 75 % des camions légers de moteurs à arbre à cames en tête, en appliquant à 30 % d'entre eux la technique des culasses à quatre soupapes, et en équipant tous les camions légers neufs de moteurs à injection multipoint de même que de commandes de transmission.

Ces mesures supplémentaires pourraient améliorer encore de 15 % le rendement énergétique des camions légers neufs entre 1989 et 2010 (ce qui représente une amélioration approximative de 30 % du rendement énergétique pour cette période, comparativement à près de 15 % selon le scénario de référence).

En ce qui a trait aux camions moyens et extra-lourds, les gains supplémentaires seraient beaucoup moins grands, et il est probable que l'application plus généralisée des mesures envisagées dans le scénario de référence améliorerait, d'ici 2010, le rendement énergétique de seulement quelque 5 % de plus que le pourcentage prévu dans le scénario de référence.

11.7.2 Mesures de réduction des émissions visant l'offre d'électricité

Dans le scénario de référence, nous présumons que pendant la période d'étude les services publics réussiront à ramener les émissions gazeuses de SO_2 et de NO_x aux niveaux prescrits actuellement par les gouvernements fédéral et provinciaux ou même à des niveaux inférieurs. Les émissions de NOx résultant de la production d'électricité augmentent de façon modérée et celles de SO_2 diminuent pendant la même période dans le scénario de référence, et ce malgré la hausse de la production fondée sur l'usage des combustibles fossiles. Cependant, comme les autorités fédérales et provinciales n'ont pas encore établi de normes en matière d'émissions de CO_2 et qu'aucune technologie n'existe actuellement pour atténuer ces émissions de façon appréciable, le scénario de référence prévoit une hausse appréciable des émissions de CO_2 résultant de la production thermique pendant la période d'étude.

Outre les mesures d'atténuation mentionnées dans le scénario de référence, les services publics pourraient prendre des mesures additionnelles pour réduire la pollution atmosphérique et améliorer la qualité de l'air pendant la période d'étude. En voici quelques-unes :

- conservation accrue de l'énergie par des techniques de gestion de la demande. Même si le scénario de référence fait mention de certaines mesures de gestion de la demande, on pourrait réduire davantage la demande d'électricité à mesure que des techniques plus avancées pourront accroître le rendement des appareils d'usage final;

- meilleure coordination des réseaux hydro-électriques et thermiques complémentaires. Si, par exemple, l'Alberta coordonnait l'exploitation de son réseau avec celle du réseau hydro-électrique de la Colombie-Britannique, elle pourrait réduire sa production

thermique tout en répondant à sa demande intérieure;

- remplacement de la production thermique par d'autres formes d'énergie qui ne contribuent pas à la pollution atmosphérique à savoir : énergie nucléaire, hydro-électricité, énergie solaire, énergie éolienne et énergie marémotrice. Par exemple, à la lumière des consultations que nous avons menées, nous avons présumé, dans le scénario de référence, que le Nouveau-Brunswick aménagerait de nouvelles centrales au charbon, mais son plan de développement pourrait être fondé sur de nouvelles centrales nucléaires. Cependant, quelques-unes de ces formes d'énergie de rechange ont également des incidences sur l'environnement qui n'entrent pas dans le cadre de la présente étude.

Les mesures énumérées ci-dessus seront mises en oeuvre si leur caractère pratique et leur viabilité économique le justifient.

Tout comme ces mesures, il existe plusieurs technologies de pointe fondées sur des nouveaux procédés de combustion que les services publics examinent actuellement et qui pourraient contribuer grandement à la réduction des émissions gazeuses. La gazéification intégrée à cycle combiné ("IGCC") semble être le chef de file actuel des techniques d'utilisation du charbon moins polluantes. Elle pourrait abaisser de façon considérable les niveaux actuels d'émissions de SO_2 et de NO_x; les services publics du Canada (dont ceux de l'Alberta) envisagent sérieusement son utilisation dans le cadre de leurs plans de développement. Cependant, dans le scénario de référence, cependant, nous n'en n'avons pas tenu compte parce qu'en raison des longs délais entre le développement et l'exploitation commerciale de ces techniques, on ne pourrait pas vraiment mettre en opération un grand nombre de ces types de centrales pendant la période d'étude. La production autre que celle des services publics, sous forme de production mixte, produit de la chaleur utile (habituellement sous forme de vapeur) ainsi que de l'électricité, améliorant le rendement énergétique global du procédé; elle pourrait devenir un facteur déterminant pendant la période d'étude. Les nouvelles technologies comme les piles à combustibles (dans lesquelles l'hydrogène réagit électrochimiquement avec l'oxygène pour produire l'électricité) peuvent aussi aider à réduire les émissions de gaz acides et à effet de serre, mais pendant la période d'étude, leur contribution sera probablement modeste.

11.7.3 Mesures de réduction des émissions résultant de la production du gaz naturel, du pétrole brut classique, du bitume et du charbon

Les émissions résultant de la production du gaz naturel, du pétrole brut classique, du bitume et du charbon sont généralement faibles si on les compare à celles liées à la demande d'énergie primaire au Canada. Cependant, certaines mesures de réduction pourraient être adoptées, dépendamment de leur viabilité économique.

La réduction des émissions de CO_2 résultant de la production du gaz naturel et du pétrole brut synthétique à partir du bitume de carrière dépendra des améliorations qui seront apportées aux techniques de traitement pour accroître le rendement de combustion ainsi que de la mesure dans laquelle le CO_2 brut, qui autrement aurait été libéré dans l'atmosphère, est récupéré et réinjecté dans des réservoirs terrestres aux fins peut-être de projets d'injection de fluides miscibles. Actuellement, en Alberta, on procède ainsi à quatre endroits, c'est-à-dire qu'on piège le CO_2 émis par les usines de gaz naturel pour des projets d'injection de fluides miscibles.

La réduction des émissions de NO_x résultant de la production du gaz naturel et du pétrole brut synthétique à partir du bitume de carrière sera fonction des améliorations qui seront apportées aux techniques de traitement pour accroître le rendement de combustion ainsi que de la mesure dans laquelle on optera pour des combustibles qui émettent moins de NO_x.

Pour réduire les émissions de méthane associées à l'extraction du charbon, on pourrait recourir à des systèmes de captage et de ventilation plus efficaces, en supposant que le CH_4 est piégé pour servir de combustible ou à d'autres fins, au lieu d'être libéré dans l'atmosphère.

Les émissions de SO_2 en amont pourraient être réduites si on recourait à des techniques améliorées de récupération du soufre émanant des usines de gaz naturel et de pétrole brut synthétique (les taux de récupération actuels étant d'environ 98 % et 88 %, respectivement). En outre, on pourrait réduire ces émissions en abaissant le niveau de torchage du gaz en solution acide. Si la technique de récupération du SO_2 existante était appliquée à toutes les usines de traitement du gaz naturel et du bitume, on pourrait ramener les émissions de SO_2 à des niveaux minimums. Cependant, dans nombre de cas, une telle démarche ne serait pas économiquement viable. L'évolution technologique et

la réglementation détermineront grandement la mesure dans laquelle ces mesures d'atténuation des émissions seront appliquées au cours de la période de prévisions.

Les mesures de réduction des émissions adoptées sur le plan de la demande, qui supposent une utilisation accrue du gaz naturel, auront probablement pour effet d'accroître les émissions liées à la production.

11.8 Observations finales

Nous avons élaboré nos projections des émissions gazeuses en nous fondant sur nos perspectives en matière d'offre et de demande d'énergie au pays. Nous avons tenu compte des politiques environnementales en application à la fin de 1990 ainsi que de l'amélioration constante du rendement énergétique. En dépit de ces facteurs, nous prévoyons que les émissions de *dioxyde de carbone*, qui totalisaient 533 000 kilotonnes en 1989, s'établiront à 675 000 kilotonnes en 2010, ce qui représente une hausse annuelle moyenne de 1,1 %. Les émissions d'*oxydes d'azote* augmenteront également, passant de 1 970 kilotonnes en 1989 à 2 050 kilotonnes en 2010, soit une hausse annuelle moyenne de 0,2 %. Par contre, les émissions de *composés organiques volatiles* devraient diminuer : de 840 kilotonnes en 1989, elles devraient fléchir à 690 kilotonnes en 2010, soit une décroissance annuelle moyenne de 0,9 %. Par ailleurs, nous prévoyons que les émissions de *dioxyde de soufre* vont diminuer pour passer de 1 355 kilotonnes en 1989 à 1 140 kilotonnes en 2010, ce qui représente une baisse annuelle moyenne de 0,8 %.

Ces prévisions visent seulement les émissions liées à l'énergie, mais pas la totalité de celles-ci. Par exemple, elles excluent les émissions de méthane et certaines émissions de COV provenant de sources énergétiques.

Ces projections sont fort aléatoires vu l'incertitude entourant les perspectives de l'offre et de la demande d'énergie et les facteurs d'émissions utilisés.

L'adoption de nouvelles techniques de consommation et de production pourrait atténuer davantage ces émissions gazeuses, mais nous n'avons pas tenu compte de ces techniques dans le scénario de référence car la plupart d'entre elles ne sont pas encore commercialement viables. En 20 ans, on pourrait réaliser en partie l'objectif visé en recourant à des technologies et à des procédés de fabrication nouveaux qui aboutiraient à la viabilité économique de certaines mesures de réduction des émissions, ou en appliquant des mesures politiques particulières. Nous avons décrit bon nombre des mesures existantes et présenté une estimation de leur incidence possible sur les émissions gazeuses.

Enfin, dans le cadre de l'analyse menée aux fins du présent rapport, nous nous sommes efforcés de tenir compte des préoccupations environnementales, mais le dossier de l'environnement est tel que notre structure économique pourrait subir des changements importants pendant la période d'étude, changements qui débordent le cadre de cette analyse.

Chapitre 12

Conclusions

L'avenir énergétique du Canada sera déterminé par une combinaison de facteurs qui, au pays et à l'échelle internationale, influent sur le rythme et les caractéristiques de la croissance économique, sur les prix de l'énergie et sur les méthodes de production et de consommation de l'énergie. Nous avons inscrit notre analyse dans un cadre de pratiques institutionnelles et de politiques gouvernementales dont il ressort principalement que les prix des ressources énergétiques ainsi que l'offre et la demande d'énergie seront régis en grande partie par les forces du marché. Nous avons supposé que ce cadre serait stable pendant la période d'étude.

Dans le scénario de référence, nous supposons que le taux annuel de croissance économique sera d'environ 2,3 % à long terme. Si le bilan économique s'avère plus positif ou plus négatif, nos projections de la demande énergétique varieront en conséquence comme nous le soulignons ci-après.

Toute perspective de l'offre et de la demande repose sur la **tarification de l'énergie**, laquelle est généralement fondée en grande partie sur les prix du pétrole. Nous avançons une échelle de prix viables du pétrole à long terme même si nous reconnaissons que les prix peuvent sortir temporairement des limites de cette échelle. Nous avons retenu une *échelle de prix* viables de 18 $ à 22 $ le baril pour 1991 et de 20 $ à 35 $ pour 2010 (dollars américains de 1990 dans les deux cas). Cette échelle reflète les incertitudes politiques et économiques inhérentes aux projections à long terme des prix du pétrole. Pour les fins de l'analyse, nous avons présenté un scénario de référence se situant à peu près à mi-chemin, le prix du pétrole passant de 20 $ en 1991 à 27 $ en 2010.

Les *prix du gaz naturel* sont établis sur le marché nord-américain, et notre projection de l'évolution des prix est fondée sur des hypothèses quant à la taille et aux coûts des ressources en gaz naturel et quant à la croissance de la demande. Une fourchette plausible de prix se dégage de nos divers scénarios, mais nous prévoyons une hausse réelle considérable des prix pendant la période d'étude. Dans notre scénario de référence, le prix au gisement après traitement du gaz naturel albertain passe de 1,40 $ le gigajoule en 1992 à 4,20 $ en 2012, tandis que nos scénarios de sensibilité prévoient que ce prix sera entre 3,50 $ et 4,65 $ en 2012 (en dollars canadiens de 1990 dans les deux cas).

Nous avons essayé d'inclure dans notre analyse une certaine mesure de l'évolution technologique, mais d'aucuns laisseront entendre que nous n'avons pas tenu suffisamment compte de la mesure dans laquelle les innovations technologiques peuvent atténuer les hausses de coûts et, de ce fait, les hausses de prix à long terme. Par ailleurs, nous prévoyons que l'offre excédentaire constante de l'Ouest canadien continuera d'exercer un effet à la baisse sur les prix du gaz naturel à court terme, et ce peut-être plus que nous l'avons prévu. Cependant, notre projection à long terme des prix mondiaux du pétrole brut et des prix du gaz naturel nord-américain se situe généralement à l'extrémité inférieure de la fourchette des projections publiées.

Les *prix de l'électricité* ne sont pas régis par le marché; ils sont largement réglementés et fondés sur le coût du service. À court terme, notre projection des prix repose sur les plans annoncés par les services publics et, à la lumière de nos consultations auprès de ces derniers, nous pouvons raisonnablement supposer que l'offre additionnelle à long terme peut être produite de façon générale à un coût de péréquation qui demeurera stable en termes réels.

Nous prévoyons que la croissance de la **demande énergétique** sera faible au Canada et que la demande pour utilisation ultime passera de 7 600 pétajoules en 1989 à 9 800 pétajoules en 2010 dans le scénario de référence, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 1,2 %. Ces projections sont fondées sur une croissance économique modeste, sur des améliorations constantes du rendement énergétique associées à l'évolution technologique, sur des mesures de protection de l'environnement jugées viables compte tenu de notre prévision des prix ainsi que sur les programmes de gestion de la demande.

Nous reconnaissons que la croissance de la demande pourrait être

plus forte si, par exemple, le taux de croissance économique était supérieur ou si les gains de rendement étaient inférieurs à ceux prévus dans notre analyse. La croissance de la demande énergétique pourrait également être plus faible que celle indiquée dans notre scénario de référence si, par exemple, des mesures de protection environnementale plus dynamiques étaient prises ou si le rythme de la croissance économique était plus lent que nous ne l'avons supposé, et notamment si cette croissance était davantage attribuable aux secteurs d'activité réclamant moins d'énergie. Il se pourrait que d'ici 2010, la demande réelle soit inférieure de 10 % ou supérieure de 15 % à notre projection.

La *part de chaque combustible dans la demande d'énergie pour utilisation ultime* devrait changer très peu pendant la période des projections. Bien que la part du gaz augmente légèrement jusqu'en 2000, les parts de l'électricité (22 %) et du charbon (6 %) sont de 2 % environ supérieures en 2010 à ce qu'elles étaient en 1990, quant aux parts du pétrole (37 %) et du gaz (25 %) elles sont inférieures en 2010 à ce qu'elles étaient en 1990.

Nos projections de prix, nos profils de la demande et nos hypothèses au sujet des réserves disponibles et du coût des ressources ont des répercussions intéressantes sur **l'offre d'énergie et le commerce international**.

Nos projections de l'accroissement de la **capacité de production d'électricité** reposent sur notre analyse des perspectives de croissance de la demande, lesquelles dépendent du rythme et des caractéristiques de la croissance économique, des prix de l'électricité et de l'adoption de nouvelles technologies, ainsi que de l'incidence des programmes de gestion de la demande et des contrats à tarifs d'encouragements. Notre analyse de ces variables nous amène à conclure qu'au cours de la période d'étude, le taux de croissance moyen de la demande d'énergie électrique sera peu élevé, soit 1,5 % par année.

À la lumière des engagements déjà pris et de notre étude des plans des services publics et des marchés américains, nous prévoyons que les **exportations garanties d'électricité** passeront de 18 térawattheures en 1990 à environ 47 térawattheures en 2010. Au cours des dernières années, les exportations nettes d'électricité du Canada ont chuté en deçà des niveaux atteints au milieu des années 1980 en raison des faibles précipitations au Québec et de la fermeture de centrales nucléaires en Ontario. D'après les résultats de notre analyse, le commerce interruptible à court terme se comparera à celui du milieu des années 1980 car la croissance de la capacité de production et le retour à des niveaux de précipitations plus normaux entraîneront une baisse des importations interruptibles du Canada et une hausse des exportations interruptibles. À long terme, il est probable que les exportations se feront de plus en plus sur une base garantie.

Notre analyse nous pousse à conclure que nous devrons compter sur un accroissement appréciable des sources de production classiques telles que les centrales hydro-électriques, les centrales thermiques au charbon et les centrales nucléaires pour répondre à l'essentiel de la demande intérieure d'électricité, et ce malgré les taux de croissance de la charge relativement faibles que nous prévoyons et la croissance des autres sources de production (telles les turbines au gaz naturel), et en dépit des programmes de gestion de la demande. Quelques services publics provinciaux prévoient des taux de croissance de la charge plus élevés et ont élaboré des plans d'accroissement de la production en conséquence.

Les provinces manifestent un intérêt croissant à l'égard du commerce interprovincial d'électricité présentant des avantages mutuels. Cette possibilité d'échanges, jumelée à la contribution potentielle des producteurs indépendants, élargit la gamme des sources d'approvisionnement vers lesquelles les services publics peuvent se tourner.

En ce qui a trait à l'offre, il est plus courant de prévoir la capacité de production nécessaire pour seulement cinq ou six ans à venir vu les grandes incertitudes associées aux projets d'installations comportant de longs délais de mise en route. Les risques sont de deux ordres : premièrement, les producteurs ne réussiront peut-être pas à atteindre le coût différentiel de production le plus bas à long terme et deuxièmement, on ne disposera peut-être pas au moment opportun de la capacité de production additionnelle nécessaire au maintien de marges de réserve suffisantes.

Les plans de production de plusieurs provinces ont fait ou font l'objet d'un processus d'examen environnemental comportant des audiences publiques tenues par des organismes provinciaux. Dans les autres provinces, le processus n'est pas encore au point. Les facteurs environnementaux associés aux nouvelles sources d'électricité (facteurs socio-économiques divers et répercussions matérielles des travaux d'aménagement sur l'environnement) peuvent avoir un impact important non seulement sur le calendrier des projets d'aménagement mais aussi sur l'approbation ou le rejet de ces projets.

Dans le cas du **gaz naturel**, nous prévoyons une hausse importante de la demande, notamment sur le marché de production électrique des États-Unis, et ce, jusqu'à l'an 2000 environ. De 2000 à 2010, le taux de croissance de la demande de gaz naturel diminue dans le scénario de référence parce que les prix du gaz excèdent ceux du mazout lourd, d'où le remplacement du gaz par le mazout lourd. Dans le scénario de référence, la demande de gaz naturel canadien passe de 2,6 EJ en 1989 à 3,2 EJ en 2010, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 1 %. Compte tenu des coûts comparatifs de l'offre et des frais de transport du gaz naturel entre le Canada et les États-Unis, et compte tenu également de la croissance du marché américain, les **exportations nettes de gaz naturel**, qui étaient de 1,4 EJ en 1989, atteindront un sommet de 2,4 EJ en 2007, pour ensuite chuter à environ 2,2 EJ en 2010 en raison de l'épuisement des ressources de l'Ouest canadien et de la concurrence des sources d'approvisionnement des régions pionnières. Dans le scénario de référence, la production dans le delta du Mackenzie débute en 2004 tandis que le gaz de l'Alaska ne desservira les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) que vers la fin de la période d'étude. Les importations ontariennes, qui totalisaient environ 25 pétajoules en 1991, atteindront presque 0,3 EJ en 2010. Nous prévoyons que la production globale canadienne passera de 4,0 EJ en 1989 à 5,6 EJ en 2007, pour ensuite chuter légèrement à 5,4 EJ en 2010.

Comme la capacité de production à même les réserves établies diminue pendant la période des prévisions, le Canada devra compter de plus en plus sur la capacité de production à même les additions aux réserves dans le bassin sédimentaire de l'ouest canadien et les réserves des régions pionnières, pour être en mesure de faire face à la croissance de la demande intérieure et de la demande à l'exportation. Dans le scénario de référence, nous prévoyons que de 1990 à 2010, les additions aux réserves dans le bassin sédimentaire de l'ouest canadien totaliseront 72 exajoules, soit une moyenne de 3,4 exajoules par année.

Ces projections de l'offre, de la demande, du commerce et des prix sont sensibles aux hypothèses avancées au sujet de variables incertaines, notamment les prix du pétrole et les coûts de l'offre et des ressources de gaz naturel. Si les prix du pétrole sont bas, ceux du gaz naturel seront inférieurs à ceux prévus dans le scénario de référence. Par conséquent, dans le scénario de prix bas du pétrole, le gaz naturel perd une partie du marché au profit du pétrole à une date antérieure à celle indiquée dans le scénario de référence, et le volume des exportations canadiennes est plus faible. Si les prix du pétrole montent, les prix du gaz naturel montent également, la consommation de gaz augmente et les exportations canadiennes sont plus élevées que dans le scénario de référence. En ce qui a trait aux projets dans le Nord, les ressources gazières du delta du Mackenzie ne seront exploitées que vers 2010 et celles de l'Alaska après 2010 si les prix du pétrole sont bas, mais si ceux-ci sont élevés, les projets de mise en valeur débuteront vers 2002 dans le premier cas et à une date antérieure à celle du scénario de référence dans le deuxième cas. Les projections relatives aux exportations et à la production globale de gaz naturel canadien varient surtout en fonction de l'hypothèse retenue quant aux réserves disponibles, et aux coûts qui s'y rattachent, du gaz canadien par rapport au gaz américain. Dans les scénarios de sensibilité, nous avons évalué une fourchette d'estimations des ressources récupérables et des coûts associés de l'offre pour les deux pays. En 2012, d'après les résultats de l'analyse, les exportations nettes canadiennes pourraient se situer entre 1,3 EJ et 4 EJ par année environ selon que les prix du gaz du bassin sédimentaire de l'ouest canadien seront bas ou élevés, respectivement. Ce cadre analytique suppose que les marchés s'adapteront aisément à toutes les hypothèses retenues quant aux ressources et aux prix du pétrole. Certes, les prix peuvent fluctuer beaucoup au cours du temps à mesure que les marchés s'adaptent à l'évolution de la conjoncture.

Nous prévoyons que les prix du gaz seront plus élevés, la taille du marché plus grande et les exportations nettes plus élevées que dans le rapport de 1988, et ce pour plusieurs raisons. Depuis 1988, on prévoit une croissance de la demande de gaz naturel sur le marché américain en raison des préoccupations environnementales, de la prévision d'une plus grande demande de gaz pour la production d'électricité ainsi que de l'optimisme plus marqué à l'égard de l'offre intérieure. Dans le cas des États-Unis, nous avons retenu une estimation de leurs ressources potentielles plus généreuse que celle contenue dans le rapport de 1988 de même que des coûts moins élevés de l'offre. Pour le Canada, nous avons utilisé une estimation des ressources potentielles du bassin sédimentaire de l'ouest canadien plus élevée que celle présentée dans le rapport de 1988 et nous avons réduit nos estimations des coûts d'intrants (comme le forage), et, par conséquent, les coûts de l'offre et les prix sont inférieurs à ceux du rapport de 1988. Nous avons

également essayé de tenir compte d'un marché énergétique plus concurrentiel dans le calcul des frais de transport et de distribution du gaz, ce qui a généralement pour effet de réduire ces frais par rapport à ceux du rapport de 1988.

D'après les résultats obtenus, il faut faire preuve de prudence lorsque l'on cherche à apprécier l'évolution future du marché du gaz naturel. Il existe de très grandes incertitudes au sujet de facteurs ayant une incidence importante sur les résultats, et le cadre d'analyse lui-même ne permet pas de déterminer avec précision la façon dont le marché fonctionne ou s'adapte aux changements. En présentant ces résultats, nous voulons en premier lieu indiquer l'orientation générale et plausible du changement, dans la mesure où les renseignements dont nous disposons et les méthodes que nous suivons le permettent, et nous voulons aussi illustrer la sensibilité de ces résultats à d'autres hypothèses concernant les variables clé incertaines.

Nous avons axé notre analyse de l'**offre de pétrole** sur l'évolution du prix du pétrole brut du scénario de référence, et nous avons mené des tests de sensibilité aux prix bas et élevés du pétrole afin d'évaluer l'impact d'autres projections de prix du pétrole brut sur notre perspective de l'offre. Outre le prix du pétrole brut, il existe un nombre d'autres paramètres incertains dont la taille des réserves disponibles et le rythme de l'évolution technologique, lesquels pourraient influer grandement sur les perspectives de l'offre de pétrole brut. Somme toute, nos perspectives, selon le scénario de référence, indiquent que l'offre canadienne de pétrole brut et équivalents demeurera relativement stable au cours de la période des projections. Nous prévoyons que, par rapport à 1990, l'offre baissera d'abord pour ensuite augmenter de 16 % en 2010. Alors que l'offre globale de pétrole brut et équivalents ne devrait varier que légèrement, la qualité moyenne du pétrole brut et la distribution régionale de l'offre connaîtront d'énormes changements. Pendant la période des projections, le pétrole brut lourd constitue une proportion croissante de l'offre globale tandis que l'offre de pétrole brut léger provenant de l'Ouest du Canada devient moins importante. Nos tests de sensibilité aux prix du pétrole indiquent que les projections de l'offre de bitume et de pétrole brut synthétique provenant des régions pionnières sont particulièrement sensibles aux projections des prix du pétrole brut. Les coûts de mise en valeur de bon nombre de nouvelles sources canadiennes d'approvisionnement sont élevés par rapport aux mêmes coûts mondiaux, et pour que les projets deviennent rentables, les prix devront réellement s'élever ou il faudra recourir à des techniques permettant de réduire les coûts d'exploitation pendant la période des projections.

Au début de la période des projections du scénario de référence, nos projections de l'offre de pétrole brut et équivalents sont très semblables à celles du scénario bas de notre rapport de 1988, par la suite elles se déplacent graduellement vers celles du scénario élevé de 1988. Comme dans le rapport de 1988, la contribution de l'offre de pétrole brut lourd, particulièrement de bitume, et de celle provenant des régions pionnières augmente et l'offre de pétrole brut léger classique provenant du bassin sédimentaire de l'ouest canadien diminue pendant la période d'étude, ce qui a certaines conséquences pour le réseau de transport du pétrole brut et la organisation des raffineries au Canada. Les livraisons de pétrole brut léger provenant de l'Ouest du Canada qui empruntaient le tronçon Sarnia - Montréal du réseau de la compagnie Interprovincial Pipe Line à destination de Montréal ont cessé récemment. Puisque l'offre de pétrole brut léger provenant du bassin sédimentaire de l'ouest canadien continue de diminuer, les raffineurs de l'Ontario devront réexaminer leurs possibilités d'approvisionnement, l'une d'entre elles étant de renverser l'écoulement du pipeline Sarnia - Montréal pour permettre le transport de pétrole brut léger importé qui serait expédié à Sarnia via Portland, dans le Maine. Nous prévoyons que pendant la majeure partie de la période des projections, la croissance de la demande intérieure pour les produits pétroliers peut être satisfaite grâce à une utilisation accrue de la capacité existante des raffineries nationales, combinée à quelques travaux mineurs visant à désengorger les usines et aux investissements nécessaires pour respecter des normes environnementales plus sévères.

L'offre prévue dans notre scénario de référence dépasse la demande intérieure de pétrole brut pendant toute la période des projections et le Canada demeure donc un exportateur net de pétrole brut et équivalents. Nous prévoyons, cependant, l'importation de volumes accrus de pétrole brut léger afin de satisfaire les besoins en charges d'alimentation des Maritimes, du Québec et de l'Ontario, et l'exportation, principalemeent vers les É.U., de volumes de pétrole brut lourd produit dans l'Ouest du Canada et de pétrole brut léger produit dans les régions au large de la côte Est.

La demande intérieure de **liquides de gaz naturel** (LGN) devrait augmenter en dépit de la baisse de la demande pour les projets de récupération par injection de fluides miscibles. La demande inté-

rieure d'éthane est censée croître par suite de la construction d'une nouvelle usine d'éthylène. Dans le cas du propane, la demande devrait augmenter dans tous les secteurs, mais c'est dans les secteurs des transports et de la pétrochimie qu'on prévoit les hausses les plus marquées. Lorsque la construction de l'usine EBTM sera terminée, la demande de butanes devrait augmenter.

Nous prévoyons que les rendements en liquides demeureront relativement stables, mais comme plusieurs facteurs entrent en jeu (dont la composition des découvertes futures de gaz naturel), cette projection est incertaine. L'offre potentielle de LGN devrait augmenter au cours de la période d'étude vu l'accroissement de la production de gaz naturel pour satisfaire la demande intérieure et la demande à l'exportation. Globalement, nos projections de l'offre de LGN dépassent de beaucoup celles de notre rapport de 1988 car nous prévoyons une production de gaz naturel et des rendements en liquides plus élevés. Si la production réelle de gaz naturel s'avère plus élevée ou moins élevée que celle prévue dans le scénario de référence, nous enregistrerons une hausse ou une baisse proportionnelle de l'offre potentielle de LGN. D'après notre analyse, l'offre potentielle de LGN excédera de beaucoup la demande intérieure pendant la période des projections.

Selon notre scénario de référence, la demande intérieure de **charbon** connaîtra une hausse considérable pendant la période d'étude. Sur les marchés québécois et ontarien, le charbon canadien doit encore faire face à la concurrence vive des charbons américains, et les producteurs canadiens n'accroîtront vraisemblablement pas leur part du marché. La croissance des marchés de production d'électricité dans l'Ouest et dans l'Atlantique devrait aboutir à une demande accrue de charbons canadiens.

En ce qui a trait au commerce international du charbon, nous prévoyons une croissance continue, dans le cas notamment des charbons thermiques. Sur certains marchés, le Canada est désavantagé, surtout en raison des frais élevés de transport ferroviaire sur de longues distances à destination des ports de mer, et de l'arrivée, sur le marché mondial, de fournisseurs qui vendent à meilleur prix. À notre avis, nous pouvons raisonnablement prévoir que le Canada sera en mesure d'accroître ses exportations de charbon thermique mais que dans l'ensemble, il perdra une part du marché. L'accroissement des exportations de charbon thermique peut dépendre de la mesure dans laquelle les acheteurs souhaiteront garder diverses sources d'approvisionnement. En ce qui a trait au charbon métallurgique, nous avons supposé que le Canada pourra maintenir ses exportations au niveau actuel.

Nous avons élaboré nos projections relatives aux **émissions gazeuses** en fonction de nos perspectives quant à l'offre et à la demande d'énergie au pays. Nous avons tenu compte des politiques environnementales en application à la fin de 1990 ainsi que de l'amélioration constante du rendement énergétique. En dépit de ces facteurs, nous prévoyons que les émissions de *dioxyde de carbone*, qui totalisaient 533 000 kilotonnes en 1989, s'établiront à 675 000 kilotonnes d'ici 2010, ce qui représente une hausse annuelle moyenne de 1,1 %. Les émissions d'*oxydes d'azote* augmentent également, passant de 1 970 kilotonnes en 1989 à 2 050 kilotonnes en 2010, soit une hausse annuelle moyenne de 0,2 %. Cependant, les émissions de composés organiques volatiles diminuent : de 840 kilotonnes en 1989 à 690 kilotonnes en 2010, soit une décroissance annuelle moyenne de 0,9 %. Nous prévoyons que les émissions de *dioxyde de soufre* diminuent aussi pour passer de 1 355 kilotonnes en 1989 à 1 140 kilotonnes en 010, ce qui représente une baisse annuelle moyenne de 0,8 %.

Ces projections visent seulement les émissions liées à l'énergie, mais pas la totalité de celles-ci. Elles sont très aléatoires vu les incertitudes inhérentes aux projections de l'offre et de la demande d'énergie et aux facteurs d'émission utilisés.

L'adoption de nouvelles techniques de production et de consommation pourrait atténuer davantage ces émissions gazeuses, mais nous n'en n'avons pas tenu compte dans le scénario de référence car la plupart de ces technologies ne sont pas encore commercialement viables. En 20 ans, nous pourrions atteindre en partie l'objectif visé en recourant à des technologies et à des procédés de fabrication nouveaux qui rendraient économiquement viables certaines mesures de réduction des émissions, ou en appliquant des mesures politiques particulières. Nous avons décrit un grand nombre des mesures de réduction des émissions et fourni une estimation de leur incidence possible sur les émissions gazeuses. Dans le cadre de l'analyse menée aux fins de ce rapport, nous nous sommes efforcés de tenir compte des préoccupations à l'égard de l'environnement, mais le dossier de l'environnement est tel que notre structure économique pourrait subir des changements importants pendant la période étudiée, changements qui débordent le cadre de la présente analyse.

En dernier lieu, nous rappelons qu'une projection de l'offre et de la demande d'énergie est toujours aléatoire et que notre scénario de référence ne doit pas être considéré comme étant la prévision la plus probable. Il s'agit d'une projection autour de laquelle s'articulent les tests de sensibilité que nous avons menés en fonction de variables déterminantes auxquelles nous avons attribué diverses valeurs réalistes. Le principal objet de ces tests est de faire ressortir une gamme vraisemblable de résultats et de mieux comprendre ainsi le jeu des forces qui déterminent ces divers résultats. Ceux qui se serviront de ces résultats pourront choisir la projection qu'ils préfèrent, en fonction de la valeur qu'ils accordent aux d'hypothèses que nous avons testées.

Liste des tableaux en annexe

Annexe 1

A1-1 Abréviations des noms, des termes et des unités 337

A1-2 Facteurs de conversion 341

A1-3 Glossaire 343

Annexe 2

A2-1 Prix mondiaux du pétrole 355

A2-2 Taux annuels moyens de croissance du produit intérieur brut réel - Canada et régions ... 356

Annexe 3

A3-1 Prix du gaz naturel au gisement après traitement - en Alberta 357

Annexe 4

A4-1 Prix de détail réels moyens par région et secteur 359

A4-2 Données historiques - Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada 363

A4-3 Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible 365

A4-4 Données historiques - Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada 373

A4-5 Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions 375

A4-6 Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Provinces de l'Atlantique 383

A4-7 Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions 384

Annexe 5

A5-1 Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires 389

A5-2 Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires 397

A5-3 Besoins en combustible pour la production d'électricité - Canada 405

A5-4 Exportations nettes d'électricité et transferts - Canada et provinces 406

A5-5 Exportations brutes d'électricité - Canada et provinces 407

A5-6 Exportations brutes d'électricité par type de combustible - Canada 408

Annexe 6

A6-1 Données historiques - réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable 409

A6-2 Coûts directs marginaux nets du gaz naturel - Ouest canadien 410

A6-3 Scénario de référence - estimations de la ressource en gaz naturel américain ventilées par région du NARG 411

A6-4 Estimations de coûts directs pour les régions d'approvisionnement de NARG 412

A6-5 Scénario de référence - composition des corridors pipeliniers 421

A6-6 Scénario de référence - données d'entrée pour les corridors pipeliniers 425

A6-7 Scénario de référence - frais de distribution du gaz 428

A6-8 Demande totale de gaz naturel canadien 430

A6-9 Capacité de production des réserves établies dans le BSOC 431

A6-10 Données historiques et prévisions du scénario de référence - forages exploratoires axés sur le gaz et additions aux réserves de gaz commercialisable dans le BSOC 432

A6-11 Tarifs de raccordement pour les additions aux réserves en tant que fonction du coefficient prix - demande 433

A6-12 Données historiques - offre et demande de gaz naturel - Canada - régions traditionnelles 434

A6-13 Capacité de production totale du Canada 435

A6-14 Ratios R/P prévus dans le BSOC 436

Annexe 7

A7-1 Données historiques - réserves établies initiales et réserves restantes de pétrole brut classique ensemble du Canada 437

A7-2 Ressources en pétrole brut classique - Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 438

A7-3 Prévisions des prix à différents endroits 439

A7-4 Données historiques et prévisions - Forages exploratoires axés sur le pétrole et additions aux réserves de pétroles bruts classiques léger et lourd au moyen de la récupération primaire 440

A7-5 Coûts directs marginaux pour le pétrole brut - Ouest canadien 441

A7-6 Coût de l'offre du pétrole provenant des régions pionnières et calendrier des projets 442

A7-7 Coûts de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume et calendrier des projets 443

A7-8 Additions aux réserves de pétrole brut léger classique et capacité de production - Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 444

A7-9 Additions aux réserves de pétrole brut lourd classique et capacité de production - Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 445

A7-10 Réserves établies de pétrole brut classique et capacité de production connexe par pipeline et par région - Pétrole brut léger 446

A7-11 Capacité de production de pétrole provenant des régions pionnières 448

A7-12 Capacité de production à partir des additions aux réserves dans le BSOC par province ... 449

A7-13 Réserves établies de pétrole brut classique et capacité de production connexe par pipeline et par région - Pétrole brut lourd 450

A7-14 Capacité total de production de pétrole brut et d'équivalents - Canada..... 451

A7-15 Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges - Canada et régions 452

A7-16 Offre et disposition de pétrole brut et d'équivalents canadiens - Canada 458

Annexe 8

A8-1 Données historiques - Production de liquides de gaz naturel - Canada 459

A8-2 Production de liquides de gaz naturel - Canada 460

A8-3 Production d'éthane d'usines de traitement du gaz 461

A8-4 Production de propane d'usines de traitement du gaz 462

A8-5 Production de butanes d'usines de traitement de gaz 463

A8-6 Production de pentanes plus d'usines de traitement du gaz 464

A8-7 Production de propane des raffineries - Canada et les régions 465

A8-8 Production de butanes des raffineries - Canada et les regions 466

A8-9 Offre et demande d'éthane - Canada 467

A8-10 Offre et demande de propane - Canada 468

A8-11 Offre et demande de butanes - Canada 469

Annexe 9

A9-1 Ressources canadiennes en charbon 471

A9-2 Exportations de charbon en 1989 par destination 473

A9-3 Données historiques - production, importations et exportations de charbon - Canada 474

A9-4 Offre et demande de charbon - Canada 475

Annexe 10

A10-1 Bilan global d'énergie 477

Annexe 11

A11-1 Facteurs d'émission de CO2 489

A11-2 Facteurs d'émission de NOx 490

A11-3 Facteurs d'émission de composés organiques volatiles (COV) 492

A11-4 Émissions de gaz carbonique (CO2) 494

A11-5 Émissions d'oxydes d'azote (NOx) 495

A11-6 Émissions des composés organiques volatiles (COV) 496

Annexe 1 Abréviations, Facteurs de conversion, Glossaire

Tableau A1-1
Abréviations des noms, des termes et des unités

(i) Noms

AGA American Gas Association

ALCAN Aluminium du Canada, Limitée

ANG Alberta Natural Gas Company Ltd.

APC Association pétrolière du Canada

APGTC Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

A & S Alberta and Southern Gas Company Limited

BC Gas BC Gas Inc.

BC Hydro British Columbia Hydro and Power Authority

BCPC British Columbia Petroleum Corporation

BPA Bonneville Power Administration (organisme fédéral des É.-U.)

CANMET Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie

CEC California Energy Commission

CEENB La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

CEO Commission de l'énergie de l'Ontario

CERI Canadian Energy Research Institute

CGC Commission géologique du Canada

Consumers Gas The Consumers' Gas Company Ltd.

Cyanamid Cyanamid Canada Pipeline Inc.

DFI Decision Focus Incorporated

DOE Department of Energy (É.U.)

EIA Energy Information Administration (É.U.)

El Paso El Paso Natural Gas Company

EMR Énergie, mines et ressources

Esso Esso Resources Canada Limitée

EPA Environmental Protection Agency (É.-U.)

É.-U. États-Unis

FERC Federal Energy Regulatory commission (É.-U.)

Foothills Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

GATT Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce

GEA Geological Exploration Associates

GMI Gaz Métropolitain, inc.

GRI Gas Research Institute

GULF Ressources Gulf Canada Limitée

ICG (MAN) ICG Utilities (Manitoba) Ltd.

ICG (ONT) ICG Utilities (Ontario) Ltd.

Inland Inland Natural Gas Co. Ltd.

Loi *Loi sur l'Office national de l'énergie*

LOOP Louisiana Offshore Oil Port

Manitoba PUB Public Utilities Board of Manitoba

MECL Maritime Electric Co. Ltd. (île-du-Prince-Édouard)

MichCon Michigan Consolidated Gas Company

Mobil Mobil Oil Canada, Ltd.

NCO North Canadian Oils Limited

NEPOOL New England Power Pool (É.-U.)

NERC North American Electric Reliability Council

NGPA Natural Gas Policy Act of 1978 (É.-U.)

NLH Newfoundland and Labrador Hydro

Northern Border Northern Border Pipeline Company

Northwest Northwest Pipeline Corporation

Northwest Alaskan Northwest Alsakan Company

NOVA NOVA Corporation of Alberta

NP Newfoundland Power

NS POWER Nova Scotia Power Corporation

NTPC Northwest Territories Power Corporation

NYPA New York Power Authority (É.-U.)

OCDE Organisation de coopération et de développement économiques

OCREA Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta

Office ou ONE Office national de l'énergie

OPEP Organisation des pays exportateurs de pétrole

Pan-Alberta Pan-Alberta Gas Limited

PCEC Pacific Coast Energy Corporation

PGC Potential Gas Committee (É.U.)

PG & E Pacific Gas and Electric Company

PGT Pacific Gas Transmission Company

PIL ou Interprovincial Pipeline Interprovincial Limitée, une divison d'Énergie Interhome Inc.

ProGas ProGas Limited

Rapport d'octobre 1986 *L'énergie au Canada, Offre et demande 1985-2005*, résumé et rapport détaillé, Office national de l'énergie, octobre 1986

Rapport de septembre 1988 *L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005*, rapport détaillé et résumé, Office national de l'énergie, septembre 1988

Régie Régie du gaz naturel (Québec)

Shell Shell Canada Limitée

SIMPLOT Simplot Canada Limited

SoCal Southern California Gas Company

SPC Saskatchewan Power Corporation

TCPL ou TransCanada TransCanada PipeLines Limited

TOPGAS TOPGAS Holdings Limited et TOPGAS Two Inc.

TQM Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

TRANSALTA TransAlta Utilities Corporation (Alberta)

TransGas TransGas Limited

Trans Mountain Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

Union Union Gas Limited

United United Gas Pipe Line Company

URSS Union des républiques socialistes soviétiques

Viking Viking Gas Transmission Company (successeur de Midwestern Gas Transmission Company)

WEFA Wharton Econometric Forecasting Associates

Westcoast Westcoast Energy Inc.

WGML Western Gas Marketing Limited

WKPL West Kootenay Power Ltd.

YEC Yukon Energy Corporation

ii) Termes

BSOC bassin sédimentaire de l'Ouest candien

CO_2 dioxyde de carbone

CH_4 méthane

COV composés organiques volatils

DC demande contractuelle

DNB dépense nationale brute

DO demande opérationnelle

EPC économies à planification centrale

GNL gaz naturel liquéfiés

GNS gaz naturel synthétique

GPL gaz de pétrole liquéfiés

GNV gaz naturel pour véhicule

LGN liquides de gaz naturel

MDE modèle de demande énergétique

NARG North American Regional Gas Model

NO monoxyde d'azote

NO_2 dioxyde d'azote

N_2O oxyde nitreux

NO_x oxydes d'azote

PCMC programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels

PEI Producteurs d'électricité indépendants

PIB produit intérieur brut

PIR produit intérieur réel

PMM prix moyen de marché de l'Alberta

PNB produit national brut

PSASP production par une société autre qu'un service public

QCA quantité contractuelle annuelle

RAP récupération assistée de pétrole

RGR revente de gaz du réseau

R-P rapport de la réserve sur la production

SDL société de distribution locale

SG service garanti

SGO service garanti offert

SI service de transport interruptible

SI-1 service de transport interruptible, niveau 1

SI-2 service de transport interuptible, niveau 2

SO_2 dioxyde de soufre

STS service de transport avec stockage

TCTMP technique chimio-thermo-mécanique de préparation de la pâte de bois

TTMP technique thermomécanique de préparation de la pâte de bois

WTI West Texas Intermediate

(iii) Unités

Préfixe	Multiple	Symbole
kilo-	10^3	k
mega-	10^6	M
giga-	10^9	G
tera-	10^{12}	T
peta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

^{o}API = densité en degrés calculée à partir de l'échelle de l'American Petroleum Institute (Voir Glossaire)

Btu = British thermal unit (thermie britannique) (BTU)
psia = lb/po^2 de pression absolue
ppmv = parties par million par volume

Mcf = milliers de pi^3 (10^6)
Bcf = milliard de pi^3 (10^9)
Tcf = billion de pi^3 (10^{12})

kt = kilotonne
Mt = mégatonne

bbl = baril
MMbd = millions de barils par jour

$CAN = dollars canadiens
$ US = dollars américains

GJ	gigajoule	= 10^9 Joules
TJ	térajoule	= 10^{12} J
PJ	pétajoule	= 10^{15} J
EJ	exajoule	= 10^{18} J

kW	kilowatt	= 10^3 watts
kW.h	kilowatt-heure	= 10^3 W.h
MW	mégawatt	= 10^3 kW
MW.h	mégawatt-heure	= 10^3 kW.h
GW	gigawatt	= 10^6 kW
GW.h	gigawatt-heure	= 10^6 kW.h
TW	térawatt	= 10^9 kW
TW.h	térawatt-heure	= 10^9 kW.h

Tableau A1-2
Facteurs de conversion

(i) Métrique à impérial

Système métrique	Équivalences dans le système impérial
1 mètre cube de pétrole	
(15°C et 922 kg/m^3)	= 6,292 26 barils (60°F et 22°API) pour le pétrole brut lourd classique
(15°C et 855 kg/m^3)	= 6,292 58 barils (60°F et 34°API) pour le pétrole brut léger classique
(15°C et 739 kg/m^3)	= 6,294 03 barils (pression d'équilibre, 60°F et 60°API) pour pentanes plus
1 mètre cube de gaz naturel (101,325 kilopascals et 15°C)	= 35,301 01 pieds cubes (14,73 lb/po^2 de pression absolue et 60°F)
1 mètre cube d'éthane (liquide) (pression d'équilibre 15°C)	= 6,330 barils d'éthane (pression d'équilibre 60°F)
	= 9,930 milliers de pieds cubes de gaz d'éthane (14,73 lb/po^2 de pression absolue et 60°F)
1 mètre cube de propane (liquide) (pression d'équilibre 15°C)	= 6,330 barils de propane (pression d'équilibre 60°F)
1 mètre cube de butanes (liquide) (pression d'équilibre 15°C)	= 6,296 barils de butanes (pression d'équilibre 60°F)
1 tonne	= 1,102 311 tonne
1 kilojoule	= 0,948 213 3 BTU (thermie britannique)
1 gigajoule (GJ)	= environ 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi^3
1 pétajoule (PJ)	= environ 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel, 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt-heure d'électricité

(ii) Facteurs du contenu brut d'énergie

gaz naturel (101,325 kilopascals, 15°C et sec)		
C.-B.	- intérieur	39,10 MJ/m^3
	- Huntingdon	39,10 MJ/m^3
	- Kingsgate	37,65 MJ/m^3
	- Grassy Point	38,20 MJ/m^3
Alberta	- intérieur	38,80 MJ/m^3
	- Cardston	37,65 MJ/m^3
	- Aden	36,06 MJ/m^3
Ä l'est de l'Alberta		37,65 MJ/m^3
éthane (liquide)		18,36 GJ/m^3
propane (liquide)		25,53 GJ/m^3
butane (liquide)		28,62 GJ/m^3
pétrole brut	- léger	38,51 GJ/m^3
	- lourd	40,90 GJ/m^3
	- pentanes plus	35,17 GJ/m^3
charbon	- anthracite	27,70 GJ/tonne
	- bitumineux	27,60 GJ/tonne
	- subbitunimeux	18,80 GJ/tonne
	- lignite	14,40 GJ/tonne
	- utilisation intérieure moyenne	22,20 GJ/tonne
produit pétroliers	- essence pour aviation	33,52 GJ/m^3
	- essence pour moteur	34,66 GJ/m^3
	- charges d'alimentation pétrochimique	35,17 GJ/m^3
	- utilisation spéciale du naphte	35,17 GJ/m^3
	- carburéacteur	35,93 GJ/m^3
	- kérosène	37,68 GJ/m^3
	- carburant diesel	38,68 GJ/m^3
	- mazout léger	38,68 GJ/m^3
	- lubrifiants et graisses	39,16 GJ/m^3
	- mazout lourd	41,73 GJ/m^3
	- gaz de distillats	41,73 GJ/m^3
	- asphalte	44,46 GJ/m^3
	- coke de pétrole	42,38 GJ/m^3
	- autres produits	39,82 GJ/m^3
électricité		
secondaire		3,6 MJ/kW.h
primaire	- hydroélectricité	3,6 MJ/kW.h
	- nucléaire	12,1 MJ/kW.h

Tableau A1-3
Glossaire

Achat-vente (*Buy/Sell)* En vertu d'un contrat d'achat-vente, l'utilisateur ultime achète ses propres fournitures de gaz et s'occupe de les faire transporter, en général jusqu'au point de livraison du distributeur. Le distributeur achète le gaz et l'ajoute à ses fournitures; il le vend ensuite à l'utilisateur ultime qui est son client, à un prix fixé dans le barème approprié.

Additions aux réserves (*Reserves Additions)* Accroissement des réserves établies en raison de la découverte de nouveaux gisements et de la valorisation additionnelle des réserves.

Année contractuelle du gaz (*Gas Contract Year)* Du 1er novembre au 31 octobre suivant.

Autosubstitution (*Self-Displacement)* Achat de gaz effectué par une SDL afin de substituer du gaz qui, autrement, serait obtenu en vertu des contrats passés avec une société pipelinière ou la filiale de commercialisation de cette société.

Autres ressources découvertes et récupérables (*Other Discovered Recoverable Resources)* Les ressources découvertes que l'on croit actuellement récupérables à l'aide de techniques connues mais qui n'ont pas été classées réserves établies en raison de leur viabilité économique incertaine.

Biomasse (*Biomass)* Matières organiques telles le bois, les déchets de récoltes, les ordures ménagères et les déchets d'usines, utilisées pour la production d'énergie.

Bitume (*Bitumen)* Voir 'bitume brut'.

Bitume brut (*Crude Bitumen)* Un mélange naturel visqueux composé principalement d'hydrocarbures plus lourd que les pentanes, qui a une viscosité supérieure à 10 000 MPa.s à la température originale et à la pression atmosphérique pour un mélange ne contenant pas de gaz. Le bitume brut peut contenir du soufre et d'autres composés sans hydrocarbures et dans son état visqueux naturel ne peut être récupéré à un débit viable du point économique.

Butanes (*Butanes)* En plus de sa signification scientifique usuelle, un mélange composé principalement de butanes pouvant contenir certaines quantités de propane et de pentane plus.

Capacité (électricité) (*Capacity [Electricity])* La quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer une machine ou un appareil; exprimée en kilowatts ou en multiples du kilowatt.

Capacité de pointe (*Peaking Capacity)* Équipement de production d'électricité qui est disponible pour répondre à la demande de pointe.

Capacité de production (*Productive Capacity)* Le taux estimatif de production de gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans égard à la demande, en tenant compte des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité de forages intercalaires ou d'installations additionnelles de production, de l'existence d'installations de traitement et de collecte, et des pertes éventuelles attribuables aux pannes. L'OCPEA réfère à la capacité de production par l'expression «Approvisionnements disponibles». (Voir aussi 'Capacité de production rajustée')

Capacité de production de la charge de base (*Base Load Capacity)* Équipement de production d'électricité qui répond à la demande de charge pendant la majeure partie de l'année.

Capacité de production rajustée (gaz naturel) (*Adjusted Productive Capacity [Gas])* Le taux estimatif de production en tout moment, reportant pour utilisation future toute capacité de production résultant d'un excédent antérieur de capacité de production sur la production. (Voir 'Capacité de production')

Capacité de transfert (*Transfer Capability)* La capacité globale des lignes internationales ou interprovinciales de transport d'électricité, compte tenu des installations électriques connexes, de transférer puissance et énergie d'un réseau à un autre.

Capacité disponible (électricité) (*Capacity Available [Electricity])* La somme de la capacité installée d'un réseau et des achats d'énergie garantis.

Capacité d'utilisation d'un combustible de remplacement (*Fuel Switching Capability)* Aptitude d'un client à utiliser deux ou plusieurs combustibles.

Capacité restante (électricité) (*Remaining Capacity [Electricity]*) La différence entre la capacité disponible et la demande de pointe du réseau. La capacité restante comprend la marge de capacité disponible pour tenir compte de l'entretien prévu, des interruptions d'urgence, de la quantité nécesssaire à l'exploitation du réseau et des charges imprévues. Ä l'échelle nationale, il s'agit de la différence entre la capacité disponible nette des réseaux du Canada et la somme des demandes de pointe des réseaux, sans égard au synchronisme ou non des charges des réseaux.

Carbonate (*Carbonate)* Une roche sédimentaire constituée principalement de carbonate de calcium (calcaire) ou de carbonate de calcium et de magnésium (dolomite).

Charge d'alimentation (*Feedstock)* Matière brute fournie à une raffinerie ou à une usine pétrochimique.

Clause de prise obligatoire (*Take-or-Pay Provision)* Clause ou disposition d'un contrat exigeant que le gaz sous contrat, mais qui n'a pas été pris, soit payé.

Client du service interruptible (gas naturel) (*Interruptible Customer [Gas])* Client dont le service de gaz peut être réduit pour des raisons de capacité ou d'approvisionnement, au gré de la société pipelinière ou de la SDL.

Combustion in situ (*In Situ Combustion)* Une méthode de récupération assistée par laquelle une partie du pétrole brut d'un réservoir est brûlée par injection d'air ou d'oxygène. La chaleur qui en résulte amène le pétrole à se décomposer en coke et en un pétrole plus léger qui est poussé vers les puits de production par les gaz chauds qui se sont formés au moment de la combustion.

Composés organiques volatils (*Volatile Organic Compounds)* Comprend seulement les hydrocarbures sujet à des réactions photochimiques. Cela exclut le méthane, l'éthane et les composés organiques chlorés.

Condensat (*Condensate)* Un mélange comprenant principalement des pentanes et des hydrocarbures lourds récupéré sous forme liquide des séparateurs de gisement, des épurateurs ou d'autres installations de collecte ou à l'admission du gaz à une usine de traitement.

Contrat de développement (*Development Contract)* Un contrat de développement diffère d'un contrat d'achat traditionnel en ce sens que les réserves de gaz ne sont pas toutes établies au moment de la signature du contrat. Le producteur consacre des terrains spécifiques dans lesquels il possède des réserves établies et le droit d'explorer et de mettre en valeur de nouvelles réserves. La date précise de la première livraison donne au producteur le temps de trouver et de mettre en valeur des réserves et de mettre en place les installations de production.

Convertisseur basique (*Basic Oxygen Furnace)* Technique utilisée pour la fabrication de l'acier, qui consiste à soumettre à des jets d'oxygène pur du fer brut en fusion, additionné de chaux. L'oxygène provoque la combustion du carbone pour produire de l'acier.

Coproduction (*Co-generation)* Une installation qui peut produire à la fois de la vapeur ainsi que de l'électricité, d'où une amélioration globale de l'efficacité de la conversion énergétique.

Coulée en continu (*Continuous Casting)* Technique qui consiste à couler directement de l'acier en fusion en sections plus petites et plus minces dans un laminoir de produits primaires sans qu'il soit nécessaire de chauffer les lingots d'acier.

Courtage de la capacité (*Capacity Brokering)* La vente ou la location, par un expéditeur, de sa capacité pipelinière sous contrat.

Courtier (*Broker)* Un courtier de gaz est une entité autre que la SDL, mettant en contact acheteurs et vendeurs de gaz, et pouvant détenir le gaz. Ainsi, il agit à titre de mandataire ou de consultant.

Coût d'achat à la raffinerie (*Refinery Acquisition Cost)* Le prix du pétrole brut à la livraison à la raffinerie, y compris tous les frais de transport jusqu'à ce lieu.

Coût des approvisionnements (*Supply cost)* Le coût estimatif des approvisionnements en gaz ou en pétrole inclut, en tout ou en partie, les coûts associés à l'exploration par unité de production permettant de récupérer le coût d'un projet, y compris un taux de rendement sur la durée entière du projet.

Le coût des approvisionnements peut être calculé soit comme coût privé, soit comme coût social. Aux fins du présent document, il s'agit du *coût privé des approvisionnements,* c'est-à-dire le coût direct des ressources (notamment coûts liés à l'exploration, à l'aménagement, à l'inventaire et à la production) et les paiements versés à divers gouvernements (impôts et redevances). Ils sont calculés en fonction de l'utilisation par la compagnie d'un taux de rabais qui reflète le coût du capital pour l'entreprise.

Les coûts servant au calcul peuvent être *marginaux* ou *moyens*. Pour les besoins de ce rapport, les *coûts marginaux de l'approvisionnement*, fondés sur le coût de la prochaine unité de production, ont été utilisés.

Dans le présent rapport, le coût marginal net des approvisionnements en gaz est rabaissé de manière à refléter la valeur des liquides de gaz naturel et du soufre qui sont les sous-produits du traitement du gaz naturel. Pour indiquer que cet ajustement a été fait, nous désignons ces coûts *coûts marginaux nets des approvisionnements*.

Coût filet (gaz naturel) (*Backstop Cost [Gas]*) Le moindre des deux coûts suivants :
(i) L'unité du prix de revient la plus élevée pour le gaz que l'on prévoit produire à un certain moment dans le futur; et
(ii) Le coût du combustible le plus facilement remplaçable.
Plus le coût filet est élevé plus les frais d'utilisation sont élevés.

Coût marginal ou coût de remplacement (*Incremental Cost or Replacement Cost*) Voir 'Coût des approvisionnements'.

Coût privé (*Private Cost*) Voir 'Coût des approvisionnements'.

Coûts d'utilisation (*User Costs*) Voir Chapiter 6, Annexe 1.

Croissance économique potentielle (*Potential Economic Growth*) Représente la limite supérieure de croissance possible pour un certain taux de chômage; le taux de croissance pourrait excéder le potentiel prévu pour une certaine période s'il y avait sous-utilisation des ressources (par exemple, si en début de période le taux de chômage était plus élevé que le taux prévu). La croissance potentielle équivaut à peu près à la somme de la population active et de l'augmentation de la productivité.

Cycle de vie fixe (*Flat Life*) Période de vie d'une ressource durant laquelle la production est soutenue à un niveau fixe.

Déchets de bois (*Wood Wastes*) Désigne les résidus de bois et la liqueur de pâte.

Degré-jour (*Degree Day*) Un degré-jour (de chauffage) indique dans quelle mesure la température quotidienne moyenne est inférieure à 18°C. Par exemple, si la température quotidienne moyenne était de 16°C dans un endroit donné pendant dix jours, le nombre de degrés-jours enregistrés serait de 20. En ce qui a trait aux jours où la température moyenne est supérieure à 18°C, les degrés-jours sont inscrits comme étant nuls. Les degrés-jours indiquent la quantité requise de chauffage des locaux, toutes autres choses étant égales; par exemple, plus le nombre de degrés-jours est élevé, plus les températures moyennes enregistrées sont froides et plus les locaux doivent être chauffés.

Demande contractuelle (*Contract Demand*) Service garanti prévoyant la fourniture, jusqu'à une limite journalière maximale, de gaz naturel. L'acheteur doit verser des frais liés à la demande mensuelle, quels que soient les prélèvements, et des frais liés au produit pour les prélèvements eux-mêmes.

Demande d'énergie pour utilisation finale (ou demande d'énergie secondaire) (*End Use Demand for Energy (or Secondary Energy Demand)*) Énergie utilisée par les consommateurs ultimes à des fins résidentiel, commerciale, industrielle et de transport, et hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques comme à titre de charge pétrochimique.

Demande d'énergie primaire (*Primary Energy Demand*) Cette demande représente la totalité des besoins en énergie, pour toutes les utilisations au Canada, y compris l'énergie utilisée par le consommateur ultime, les utilisations intermédiaires de l'énergie dans la transformation d'une forme d'énergie en une autre (par ex., charbon en électricité) et énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir en énergie le marché (par ex., combustible d'un pipeline). (Le calcul de la demande d'énergie primaire est décrit au tableau A10-1 en annexe.) Par définition, la demande d'énergie primaire est la demande d'énergie pour utilisation ultime, plus l'utilisation par l'industrie des fournitures d'énergie, moins la demande d'électricité et de vapeur, plus l'énergie utilisée pour produire de l'électricité et de la vapeur, plus les autres pertes au cours de la conversion.

Demande de pointe (électricité) (*Peak Demand [Electricity]*) La puissance la plus élevée requise par les clients d'un réseau au cours d'une certaine période, habituellement une année, que ce soit pour un service public majeur, ou de petite taille, ou encore une industrie produisant sa propre électricité. La demande de pointe est exprimée en kilowatts ou en multiples du kilowatt.

Demande de pointe (gaz naturel) (*Peak Demand [Gas]*) Quantité maximale de gaz requise par un client ou une SDL pendant une courte période (habituellement une journée).

Dérivation (*Bypass)* Omission complète du système des SDL pour le transport du gaz.

Désétranglement (*Debottlenecking)* Un moyen par lequel la capacité de traitement est augmentée en élargissant certaines parties d'une raffinerie qui autrement en limitent les débits.

Différenciation des prix (gaz naturel) (*Price Streaming [Gas])* La vente de produits de base à des prix différents selon les consommateurs - par exemple : prix moins élevés pour les industries qui peuvent substituer une autre forme d'énergie à leur combustible, et prix plus élevés pour les clients de milieux résidentiels qui n'ont pas cette possibilité.

Dioxyde de soufre (*Sulphur Dioxide)* Désigne le dioxyde de soufre gazeux (SO_2). Dans certains cas, les émissions peuvent contenir de petites quantités de trioxyde de soufre (SO3) et des vapeurs d'acide sulfureux et d'acide sulfurique. Cela exclut le sulfate particulaire ou en aérosol.

Distillats moyens (*Middle Distillates)* La gamme des produits pétroliers raffinés qui comprend le kérosène, le mazout domestique, le carburant diesel et le mazout léger.

Échelle de l'American Petroleum Institute (*American Petroleum Institute Scale)* Échelle utilisée pour mesurer la densité relative du brut et des produits pétroliers; plus le nombre est élevé, plus la densité relative est bsse.

$$°API = \left(\frac{141,5}{\text{densité relative}} \right) - 131,5$$

Émission fugitive (*Fugitive Emission)* Dans le présent rapport, s'applique à toute émission de gaz à l'exception de celles provenant de la combustion (par ex., les fuites de gaz des valves des raffineries).

Énergie d'économie (*Economy Energy)* Électricité qu'un réseau vend à un autre en vue d'économiser sur le coût de production lorsque le réseau acheteur a la capacité de subvenir à ses propres obligations.

Énergie garantie (*Firm Energy)* Énergie électrique dont on garantit la disponibilité en tout temps durant la période visée par le contrat de vente.

Énergie interruptible (*Interruptible Energy)* Puissance ou énergie électrique rendue disponible aux termes d'une entente qui prévoit la réduction ou l'interruption de la livraison, à la discrétion du fournisseur.

Énergie solaire - système actif (*Solar Energy - Active System)* Système de captage d'énergie solaire qui transfère la chaleur du rayonnement solaire captée au moyen de dispositifs mécaniques.

Énergie solaire - système passif (*Solar Energy - Passive System)* Système de captage d'énergie solaire permettant de capter et d'utiliser le rayonnement solaire directement pour le chauffage des locaux, de l'eau ou autres, sans l'apport de dispositifs mécaniques.

Environmental Protection Agency L'organisme des É.U. qui est semblable à Environnement Canada.

Équilibrage de l'offre (*Load Balancing)* Équilibrage de l'offre pour satisfaire à la demande en utilisant le gaz stocké et d'autres sources d'approvisionnement de pointe, en interrompant les ventes du service interruptible et en créant un détournement d'un point à un autre.

Éthane (*Ethane)* En plus de sa signification scientifique usuelle, un mélange composé principalement d'éthane pouvant contenir certaines quantités de méthane et de propane.

Facteur de charge (*Load Factor)* Rapport entre la charge moyenne au cours d'une certaine période et la charge maximale contractuelle, exprimé en pourcentage.

Facteur d'émission (*Emission Factor)* Une estimation du taux auquel une substance est libérée dans l'atmosphère à la suite d'une certaine activité (par ex., kilogrammes de SO_2 émis par tonne de charbon consumée).

Federal Energy Regulatory Commission La FERC est chargée de réglementer tout le commerce interétatique du gaz aux États-Unis. Elle réglemente les droits et tarifs des sociétés pipelinières interétatiques, approuve la construction de nouvelles installations et fixe les prix pour une partie du gaz américain qui demeure assujetti à des contrôles de prix. Elle est aussi chargée de réglementer l'acheminement et la vente d'électricité au prix de gros aux marchés interétatiques et d'autoriser les projets hydro-électriques qui ne relèvent pas du gouvernement fédéral.

Forage intercalaire (*Infill Drilling)* Le fait de procéder à des forages de puits additionnels, dans un gisement délimité de gaz naturel, aux fins d'accroître les réserves ou la capacité de production. Aux fins de ce rapport, les accroissements des réserves figurent dans la catégorie récupération assistée.

Frais de stockage de réserves de gaz (*Gas Inventory Charge)* Frais fixes couvrant le coût du stockage de réserves de gaz pour l'approvisionnement d'un client.

Frais financiers TOPGAS (*TOPGAS Charges)* Sommes versées aux consortiums bancaires TOPGAS et TOPGAS II en vertu d'ententes par lesquelles ces consortiums assumaient les obligations de TransCanada liées aux prises obligatoires. Désignent également les sommes versées en vertu de la politique du gouvernement de l'Alberta, adoptée suite à la recommandation de l'ONE (voir les *Motifs de décision relativement à l'accès aux services de TransCanada PipeLines Limited*, mai 1986) selon laquelle les frais financiers devraient être partagés par tous les producteurs hors-réseau de l'Alberta.

Frais liés à la demande (*Demand Charge)* Frais fixes, habituellement mensuels, que doit verser un acheteur de gaz en vertu d'un contrat de vente. Ils peuvent comprendre une partie ou la totalité des frais fixes du vendeur, et ils sont payables quels que soient les prélèvements réels.

Frais liés au produit (*Commodity Charge)* Frais payables par un acheteur de gaz, indiqués au contrat, pour chaque unité de gaz acheté. Le coût unitaire comprend généralement la taxe établie d'après les droits applicables au gazoduc de même que le coût du gaz, et peut comprendre une partie des coûts fixes du vendeur. (Voir aussi 'Frais liés à la demande')

Gaz acide (*Sour Gas)* Gaz naturel contenant de l'hydrogène sulfuré ou du dioxyde de carbone.

Gaz associé (*Associated Gas)* Gaz naturel, communément appelé gaz de chapeau de gaz, qui flotte sur le pétrole brut d'un gisement.

Gaz de pétrole liquéfiés (*Liquified Petroleum Gases)* Dans le présent rapport, le terme désigne le propane et les butanes, ou leurs combinaisons.

Gaz de schiste (*Shale Gas)* Le gaz sec, composé principalement de méthane, produit par les fractures, les micropores et les plans de stratification des schistes. Pour produire du gaz, les gisements de schiste doivent d'abord être stimulés par acidification, fracturation ou encore au moyen d'explosifs.

Gaz d'une formation imperméable (*Tight Gas)* Gaz naturel contenu dans des gisements à faible perméabilité.

Gazéification du bois (*Wood Gasification)* Production d'un gaz naturel synthétique à partir du bois.

Gazéification du charbon (*Coal Gasification)* Production d'un gaz naturel synthétique à partir du charbon.

Gaz en place (*Gas-in-place)* Voir 'Volume initial en place'.

Gaz en solution (*Solution Gas)* Gaz naturel en solution dans le pétrole brut d'un gisement, aux conditions originales du gisement, et qui est habituellement extrait avec le pétrole.

Gaz naturel brut (*Raw Natural Gas)* Le gaz naturel tel qu'il est récupéré des gisements. Il se présente sous forme de gaz lorsqu'un en détermine ou estime le volume, il peut contenir différentes quantités d'hydrocarbures plus lourds qui se changeront en une forme liquide sous les conditions atmosphériques, et de la vapeur d'eau; il peut également contenir du soufre et d'autres composés sans hydrocarbures. Le gaz naturel brut est habituellement impropre à l'utilisation finale.

Gaz naturel classique (*Conventional Natural Gas)* Gaz naturel se trouvant dans une roche de gisement poreuse et perméable normale qui à un certain moment peut être mis en production à un coût viable en utilisant les techniques habituelles de production.

Gaz naturel commercialisable (*Marketable Natural Gas)* Gaz naturel propre à l'utilisation finale, qu'il soit le gaz récupéré à l'état naturel ou qu'il résulte du traitement du gaz naturel brut. Cela exclut le gaz utilisé comme combustible ou les pertes sur les chantiers et aux usines de traitement, à l'exception des usines de retraitement en aval. La valeur calorifique du gaz naturel commercialisable peut varier considérablement suivant sa composition, et souvent les réserves ne sont pas seulement désignées par leur volume mais également par leur contenu énergétique.

Gaz naturel non classique (*Unconventional Natural Gas)* Le gaz naturel qui n'est pas classé comme gaz naturel classique. Le méthane des gisements de charbon est un exemple de gaz naturel non classique.

Gaz naturel synthétique (*Synthetic Natural Gas)* Gaz naturel produit à partir des liquides de pétrole, du charbon ou du bois.

Gaz non associé (*Non-Associated Gas)* Gaz naturel qui à sa découverte occupe entièrement un gisement, aucun pétrole ne s'y trouvant.

Gestion de la demande (*Demand Management)* Mesures adoptées par les services publics d'électricité en vue d'exercer une influence positive sur le volume de la demande d'électricité des consommateurs et sur la période durant laquelle cette demande s'exerce.

Gisement (*Reservoir)* Un gisement est une formation rocheuse souterraine poreuse et perméable représentant un dépôt naturel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes qui est limité par des roches imperméables ou des volumes d'eau. Le gisement est unique et distinct des autres gisements.

Kérogène (*Kerogen)* Matière organique contenue dans les schistes bitumineux et susceptible de donner des hydrocarbures par distillation.

Indice de durée des réserves or **ratio réserves/production** (*Reserves Life Index* or *Reserves to Production Ratio)* Réserves restantes divisées par la production annuelle.

Injection d'eau (*Waterflooding)* Technique de récupération assistée qui consiste à injecter de l'eau dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération du pétrole.

Injection de dioxyde de carbone (*Carbon Dioxide Flooding)* Technique de récupération assistée qui consiste à injecter du dioxyde de carbone dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération du pétrole.

Injection de fluides miscibles (*Miscible Flooding)* Technique de récupération assistée qui consiste à injecter dans un gisement, afin d'augmenter la récupératon du pétroie, un fluide capable de se mélanger entièrement avec le pétrole.

Injection de produits chimiques (*Chemical Flooding)* Technique de récupération assistée qui consiste à injecter de l'eau contenant des produits chimiques dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération du pétrole.

Intensité énergétique (*Energy Intensity)* Dans les secteurs industriel et commercial, et dans les transports sauf le transport automobile, l'intensité énergétique est définie comme étant la quantité d'énergie par unité de production. Dans le secteur résidentiel, c'est l'énergie utilisée par ménage et, en ce qui a trait aux automobiles, c'est l'énergie utilisée par automobile. Une mesure du rendement avec lequel l'énergie est utilisée dans l'ensemble de l'économie est l'énergie totale par unité du PNB pour des fins d'utilisation finale.

Libre-accès (*Open Access)* Accès, sans distinction, aux services de transport pipelinier.

Liquéfaction du bois (*Wood Liquefaction)* La production de liquides (par ex., le méthanol) tirés du bois.

Liquéfaction du charbon (*Coal Liquefaction)* La production de pétrole brut synthétique ou d'un combustible liquide connexe à partir du charbon.

Liqueur de pâte (aussi connue sous le nom de liqueur résiduaire ou de liqueur noire) (*Pulping Liquor [also known as waste liquor or black liquor])* Substance renfermant surtout de la lignine, d'autres constituants du bois et des produits chimiques se trouvant dans les sous-produits de la fabrication de la pâte chimique. Elle peut être brûlée pour produire de la vapeur ou de l'électricité par production thermique.

Liquides de gaz naturel (*Natural Gas Liquids)* Les hydrocarbures récupérés sous forme liquide du gaz naturel. Ceux-ci incluent, par exemple, l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes et des condensats et peuvent comprendre de petites quantités de composés sans hydrocarbures.

Livraison (*Deliverability)* Voir 'Capacité de production'.

Maisons R-2000 (*R-2000 Homes)* Maisons à très haut rendement énergétique qui devraient satisfaire aux normes du code du bâtiment de l'an 2000.

Marché captif (gaz naturel) (*Core Market [Gas])* En général, la partie du marché du gaz qui ne peut passer à brève échéance de l'usage d'un combustible à un autre; il s'agit surtout des utilisateurs des secteurs résidentiel, commercial et des petites industries.

Mazout léger (*Light Fuel Oil)* Huile combustible de chauffage (mazout n^{o} 2).

Mazout lourd (*Heavy Fuel Oil)* Dans le présent rapport, comprend les combustibles pour soute (n^{o} 5 et 6) et les combustibles industriels (n^{o} 4).

Méthane (*Methane)* En plus de sa signification scientifique usuelle, un mélange composé de méthane pouvant contenir de l'éthane, de l'azote, de l'hélium et du dioxyde de carbone.

Méthane des gisements de charbon (*Coal-bed Methane Gas)* Gaz naturel sec (surtout composé de méthane) produit durant la transformation de matière organique en charbon. Il existe sous différentes formes : molécules adsorbées dans la structure moléculaire de tous charbons; gaz dans la porosité matricielle; gaz libre dans les fractures ouvertes qui se trouvent dans le charbon; et gaz dissous dans l'eau souterraine du gisement de charbon.

Méthode de calcul basée sur des droits fixes (*Fixed-toll Method*) Méthode établissant les droits, exigibles par les sociétés pipelinières, qui ne varient pas d'un mois à l'autre en fonction des changements dans le débit ou des écarts dans les dépenses. Les droits fixes sont fondés sur les prévisions des coûts et des débits pour une année d'essai.

Méthode de l'injection de la vapeur (*Steam Flood*) Une technique de récupération assistée par laquelle de la vapeur est injectée dans le gisement afin de diminuer la viscosité du pétrole brut. La vapeur injectée, qui se condense dans le réservoir, fournit l'énergie qui amène le pétrole brut aux puits de production.

Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy Depuis février 1989, le Office of Fossil Energy a la responsabilité d'approuver les importations et les exportations de gaz naturel des États-Unis. Antérieurement, cette responsabilité incombait à l'Economic Regulatory Administration.

Oxydes d'azote (*Nitrogen oxides*) Dans le présent rapport, cela inclut l'oxyde d'azote (NO) et le dyoxyde d'azote (NO_2).

Particules (*Particulate Matter*) Petites fractions de matière émises dans l'atmosphère sous forme solide ou liquide.

Pentanes plus (*Pentanes Plus*) Un mélange composé principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui normalement peut contenir quelques butanes et qui est obtenu du traitement du gaz naturel brut, de condensats ou de pétrole lourd. Dans le présent rapport, les pentanes plus comprennent les condensats.

Perméabilité (*Permeability*) Mesure de la capacité d'une roche réservoir à transmettre un fluide (liquide ou gaz).

Pertes en cours de retraitement (*Reprocessing Shrinkage*) Volume de gaz naturel pris à même les principales canalisations de transport de gaz, aux usines de chevauchement, puis transformé en LGN et exprimé, soit en volume, soit en unité énergétique.

Pertes en cours de traitement (*Shrinkage*) Volume de gaz naturel retiré aux usines de traitement du gaz pour la récupération des liquides et des sous-produits, l'extraction des impuretés, ou utilisé comme combustible.

Pétrole (*Petroleum*) Un mélange naturel composé principalement d'hydrocarbures dans les phases gazeuse, liquide ou solide.

Pétrole brut classique (*Conventional Crude Oil*) Pétrole brut récupérable à partir de puits pouvant être mis en production à l'aide des techniques courantes et sans qu'il soit nécessaire de modifier l'état visqueux naturel du pétrole. Aux fins de ce rapport, le pétrole brut classique est divisé en pétrole brut léger ou lourd, selon essentiellement les procédés de raffinage requis pour obtenir des produits utiles. Notre dénomination pétrole brut lourd inclut les bruts lourds et des bruts que d'autres classent comme bruts moyens. L'annexe A7-10 présente la production des produits bruts figurant sous la catégorie "pétrole brut léger classique" de l'Office de national de l'énergie, et l'annexe A7-13 présente la production des produits bruts figurant sous la catégorie "pétrole brut lourd classique" de l'Office national de l'énergie.

Pétrole brut et hydrocarbures équivalents (*Crude Oil and Equivalent Hydrocarbons*) Appelé parfois "pétrole brut et équivalents", il comprend le pétrole brut léger et lourd, les pentanes plus, le bitume et le pétrole brut synthétique.

Pétrole brut léger (*Light Crude Oil*) Terme générique désignant le pétrole brut léger classique, le brut lourd raffiné, le brut synthétique et les pentanes plus. Aux fins du présent rapport, les données sur l'offre et la demande de brut léger ne comprennent aucune addition de brut léger raffiné au brut lourd.

Pétrole brut lourd (*Heavy Crude Oil*) Terme générique désignant le pétrole brut lourd classique et le bitume brut. Aux fins du présent rapport, les données concernant l'offre et la demande de pétrole brut lourd comprennent le brut lourd et toute addition de brut léger au brut lourd pour en réduire la viscosité en vue de faciliter son transport par pipeline, mais excluent les volumes de pétrole brut lourd classique ou de bitume valorisés pour obtenir du pétrole brut léger.

Pétrole brut non classique (*Unconventional Crude Oil*) Le pétrole brut qui n'est pas classé comme pétrole brut classique. Le bitume brut est un exemple de pétrole brut non classique.

Pétrole brut synthétique (*Synthetic Crude Oil*) Un mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut obtenu par valorisation du bitume brut des sables pétrolifères ou bitumineux, du kérogène des schistes pétrolifères, ou d'autres substances comme le charbon. Il peut contenir du soufre ou d'autres composés sans hydrocarbures.

Pétrole en place (*Oil-in-place*) Voir 'Volume initial en place'.

Pétrole lourd mélangé (*Blended Heavy Oil)* Pétrole brut lourd auquel a été ajoutée une certaine quantité de brut léger pour en réduire la viscosité afin de le rendre conforme aux normes des pipelines.

Pluies acides (*Acid rain)* Acides sulfuriques, nitriques, organiques ou autres qui rendent les eaux de pluie acides.

Potentiel ultime de ressources récupérables (*Ultimate Recoverable Resource Potential)* Une évaluation des réserves établies initiales qui auront été mises en valeur dans une région avant la fin de tous les travaux de recherche et l'exploitation, compte tenu des caractéristiques géologiques de cette région, des conditions économiques futures et des développements technologiques prévus. Le potentiel ultime comprend les ressources découvertes récupérables, soit la production cumulative, les réserves établies restantes et d'autres ressources découvertes, et les ressources récupérables non encore découvertes.

Prix à la pointe du brûleur ou prix de détail (gaz naturel) (*Burner-tip or Retail Price [Gas])* Le prix au point de livraison plus les frais de distribution locale; le prix payé par l'utilisateur final.

Prix à la tête du puits (gaz naturel) (*Wellhead Price [Gas])* Le terme prix à la tête du puits désigne le prix reçu pour le gaz par les producteurs, net des coûts de collecte ou de traitement.

Prix à l'entrée de la ville ou prix de gros (gaz naturel) (*City-gate or Wholesale Price [Gas])* Le prix à l'entrée du gisement plus tous les frais d'acheminement jusqu'au point où la société de distribution locale reçoit le gaz qu'elle distribuera aux consommateurs.

Prix après traitement (gaz naturel) (*Fieldgate Price [Gas])* Le prix après traitement est le prix au point où est transférée, du producteur à la société pipelinière, la propriété du gaz qui a été receuilli et traité pour en retirer les impuretés et les sous-produits. De façon plus générale, ce point précise le point de référence ou de livraison sur le réseau de production. Le terme prix après traitement désigne le prix reçu pour le gaz par les producteurs, là où les producteurs paient pour la collecte et le traitement.

Prix élevé (ou bas) du pétrole (*High (or Low) Oil Price)* Voir 'Sensibilités des prix du pétrole'.

Prix mondial du pétrole (*World Oil Price)* Dans ce rapport, ce terme désigne le prix de vent officiel du pétrole brut West Texas Intermediate à Chicago.

Procédés thermiques (*Thermal Processes)* Technique de récupération assistée du pétrole par laquelle on injecte de la chaleur dans le gisement afin d'augmenter la récupération.

Producteur hors-réseau (*Non-System Producer)* Producteur de gaz qui n'a pas passé de contrat pour la desserte d'une société pipelinière ou de sa filiale de commercialisation.

Producteurs d'électricité indépendants (*Independant Power Producers)* Installations électriques construites par des investisseurs du secteur privé en vue de fournir à un service public ou à une industrie l'énergie électrique dont ils ont besoin.

Production d'électricité (*Electricity Production)* La quantité d'électricité, calculée en kilowatt-heure ou en multiples du kilowatt-heure, produite en un an. Le calcul de la production tient compte de divers facteurs, notamment du type de service pour lequel les centrales ont été conçues (par ex., charges de base ou de pointe), de la disponibilité des combustibles, du côut des combustibles, des niveaux d'eau des rivières, et des restrictions environnementales.

Production hydro-électrique (*Hydroelectric Generation)* Électricité produite par une génératrice accouplée à une turbine hydraulique.

Production non classique (*Non-Conventional Generation)* Production d'électricité par tous les moyens autres que la production hydro-électrique, la production des centrales thermiques utilisant du combustible nucléaire, du charbon, du pétrole ou du gaz naturel, la production par des turbines au gaz alimentées au gaz naturel ou au pétrole, ou la production par combustion interne. Par exemple, l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont des formes de production d'électricité non classique.

Production par une société autre qu'un service public (*Non-Utility Generation)* Installations électriques construites par des industries particulières ou des investisseurs du secteur privé (qui en sont également propriétaires) et dirigées en vue de subvenir aux besoins de l'industrie même ou du service public.

Production thermique (*Thermal Production)* Transformation de l'énergie dans laquelle le combustible est consommé pour produire l'énergie thermique qui est convertie en énergie mécanique et, ensuite, en électricité par un générateur. Habituellement, le combustible est du charbon, du mazout, du gaz ou de l'uranium (nucléaire).

Programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels (*Competitive Marketing Program)* Mécanisme en vertu duquel WGML a accordé des rabais spécifiques à certains utilisateurs ultimes de gaz. Généralement, le distributeur vend à l'utilisateur ultime à des prix établis d'après le barème approuvé de vente. Le distributeur informe la pipelinière des volumes vendus chaque mois. La pipelinière accorde au distributeur le rabais convenu pour les volumes du mois précédent, et le distributeur transfère ce rabais à l'utilisateur ultime. (WGML a remplacé le PCMC par la RGR en janvier 1988).

Projet expérimental sur le pétrole (*Experimental Oil Project)* Essai-pilote destiné à évaluer les techniques de récupération de bitume brut, de pétrole brut ou de condensats au moyen de techniques qui ont ni été mises à l'essai ni été prouvées dans cette situation particulière.

Propane (*Propane)* En plus de sa signification scientifique usuelle, un mélange composé principalement de propane pouvant contenir de l'éthane ou des butanes.

Provinces consommatrices (gaz naturel) (*Consuming Provinces [Gas])* Provinces canadiennes qui consomment plus de gaz naturel qu'elles n'en produisent - le Manitoba, l'Ontario et le Québec.

Puissance garantie (*Firm Power)* Puissance électrique qui devrait être disponible en tout temps au cours de la période pour laquelle on s'est entendu pour sa vente.

Puits horizontal (*Horizontal Well)* Un puits pour lequel le foret a été guidé pour permettre l'exploitation de certains types bien spécifiques de réservoirs. Dans un puits horizontal, la partie horizontale est la partie du puits au-delà du point où l'axe du puits s'écarte pour une première fois de la verticale par 80° ou plus.

Purge rapide (*Blowdown)* Production de gaz, provenant du chapeau de gaz d'un gisement pétrolifère, habituellement après épuisement du pétrole, ou provenant d'un gisement de gaz de recyclage après que l'opération de recyclage est achevée.

Récupération assistée (*Recovery - Enhanced or Recovery - Improved)* Le volume additionnel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes pouvant être récupéré d'un gisement grâce à un processus autre que l'épuisement naturel; la méthode de production utilisée pour obtenir ce volume additionnel. La récupération assistée comprend les récupérations secondaire et tertiaire, notamment les techniques de maintien de la pression telles l'injection d'eau et le recyclage du gaz, des méthodes thermiques et l'usage de fluides de substitution miscibles ou non miscibles.

Récupération en place (*In Situ Recovery)* Processus de récupération du bitume brut des sables pétrolifères ou sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.

Récupération primaire (*Recovery - Primary)* L'extraction du pétrole brut, du gaz naturel et de substances connexes au moyen de la seule énergie naturelle disponible au sein des réservoirs.

Récupération secondaire (*Recovery - Secondary)* La récupération secondaire est un terme fréquemment employé pour désigner l'extraction d'un volume additionnel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes au moyen de techniques de maintien de la pression telles l'injection d'eau ou de gaz.

Récupération tertiaire (*Recovery - Tertiary)* La récupération tertiaire est un terme fréquemment employé pour désigner l'extraction d'un volume additionnel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes au moyen de techniques de récupération autres que l'épuisement naturel ou le maintien de la pression. On peut avoir recours à un procédé tertiaire sans avoir auparavant utilisé un procédé secondaire.

Recyclage du gaz (*Gas Cycling)* Réinjection dans le gisement d'une partie ou de la totalité du gaz naturel extrait après que les liquides de gaz naturel ont été retirés.

Réfection - d'une résidence (*Retrofitting - a house)* Réfection d'une maison existante afin de réduire les pertes de chaleur. La réfection comprend différentes mesures comme l'addition de matériaux isolants, le calfeutrage, la pose de coupe-bise, l'addition ou l'amélioration de contre-portes ou de contre-fenêtres.

Réfection - d'un système de chauffage (*Retrofitting - a heating system)* Remplacement de certaines composantes d'un système afin d'en améliorer le rendement tout en conservant la plus grande partie possible du système original.

Régions pionnières (*Frontier Areas)* En général, le nord et les zones au large des côtes du Canada.

Rendement du combustible (ou rendement à la pointe du brûleur) (*Fuel Efficiency (or Burner Tip Efficiency)*) Le ratio de l'énergie utile produite, résultant de la combustion d'un combustible, et de la quantité théorique d'énergie du combustible. Le rendement d'un combustible de chauffage est inférieur à 100 % dans la mesure où l'air chauffé est utilisé dans la combustion et où la ventilation des rejets est nécessaire. Dans d'autres applications, le rendement des combustibles est inférieur à 100 % en partie en raison des pertes de chaleur.

Réserves établies (pétrole et gaz naturel) (*Established Reserves [Oil and Gas]*) Réserves récupérables à l'aide de techniques connues et dans les conditions économiques actuelles et prévues, et dont l'existence est prouvée de façon précise par des forages, des essais ou par l'exploitation, et réserves récupérables contiguës dont l'existence est établie avec un degré raisonnable de certitude à partir de l'interprétation et de l'évaluation de données géologiques, géophysiques et autres informations pertinentes. Ce terme a toujours été employé au Canada, en particulier par les gouvernements, et comprend généralement les réserves prouvées plus une moitié des réserves probables.

Réserves initiales (*Initial Reserves)* Réserves établies est un terme fréquemment utilisé pour désigner les réserves avant déduction de toute production. Autrement, les réserves établies peuvent se voir comme la somme des réserves restantes et de la production cumulative au moment de l'évaluation.

Réserves reportées (*Deferred Reserves)* Réserves de gaz naturel établies qui ne sont pas actuellement offertes sur un marché pour une raison spécifique, habituellement leur utilisation dans la récupération assistée du pétrole brut ou des LGN.

Réserves restantes (*Remaining Reserves)* Réserves établies initiales, moins la production cumulative.

Résidus du bois (*Wood Waste* or *Hog Fuel)* Combustible composé d'écorces, de copeaux, de sciures, de bois de qualité inférieure et de rebuts de bois provenant de l'exploitation d'usines de pâte et papiers, de scieries et d'usines de contre-plaqué.

Ressources découvertes et récupérables (*Discovered Recoverable Resources)* Les ressources que nous estimons aujourd'hui récupérables de dépôts connus (soit des ressources dont l'existence a été prouvée par le forage, par l'essai ou par la production) en utilisant des techniques connues. Ils incluent la production cumulative, les réserves restantes et les 'autres ressouces découvertes et récupérables'.

Ressources élevées (ou faibles) en gaz (*High (or Low) Gas Resources)* Voir 'Sensibilités des ressources en gaz'.

Ressources récupérables pas encore découvertes (*Undiscovered Recoverable Resources)* Les ressources que l'on estime actuellement récupérables des dépôts dont on suppose l'existence sur la base de nos connaissances géologiques et géophysiques mais dont l'existence n'a pas encore été prouvée par le forage, l'essai ou la production.

Revente de gaz du réseau (*System Gas Resale)* Sorte de contrat d'achat et de vente en vertu duquel l'utilisateur ultime achète à rabais du gaz de WGML immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan; il le revend ensuite à WGML au prix demandé par WGML au distributeur. WGML vend alors le gaz au distributeur, toujours immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan; le distributeur devient l'expéditeur pour TransCanada. Le distributeur vend ensuite le gaz aux utilisateurs ultimes à un prix établi d'après le barème normal des taux.

Sables pétrolifères ou sables bitumineux (*Oils Sands)* Gisements de sable, de grès ou d'autres roches sédimentaires renfermant du bitume brut.

Scénario de référence (*Control Case)* Voir Chapitres 1 et 2 pour les hypothèses du scénario de référence.

Schiste pétrolifère (*Oil Shale)* Un schiste contenant du kérogène.

Sensibilités aux prix du pétrole (*Oil Price Sensitivities)* Voir Chapitre 1 et Sections 2.1, 4.4, 6.12 et 7.10.

Sensibilités aux ressources en gaz *(Gas Resources Sensitivities)* Voir Chapitre 1 et Section 6.11.

Service d'appoint (*Backstop Supplies)* Un service par lequel du gaz d'appoint est fourni si le distributeur ne peut livrer à un client son gaz.

Service garanti (gaz naturel) (*Firm Service [Gas])* Service d'approvisionnement continu en gaz, assuré à un prix relativement élevé, sans interruption, à moins de circonstances extraordinaires.

Service garanti offert (gaz naturel) (*Firm Service Tendered [Gas])* Service de transport prévoyant des niveaux de service différents en hiver et en été.

Service T-interruptible (gaz naturel) (*Interruptible T-Service [Gas]*) Service interruptible de transport de gaz assuré en vertu d'un contrat visant du gaz qui n'appartient pas à la société pipelinière. L'interruption peut survenir du fait de la pipelinière ou du distributeur. Il existe deux niveaux de service interruptible, SI-1 et SI-2, le premier étant associé à une priorité plus élevée et devrait être moins sujet à l'interruption. Les droits applicables au SI-1 sont plus élevés que ceux applicables au SI-2.

Soufre (*Sulphur*) Le soufre, tel qu'employé par l'industrie du pétrole, est le soufre élémentaire récupéré par conversion de l'hydrogène sulfuré extrait du pétrole brut, du gaz naturel ou du bitume brut.

Stimulation cyclique à vapeur (*Cyclic Steam Stimulation*) Une technique de récupération assistée par laquelle de la vapeur est injectée dans un réservoir par l'ouverture du puits pour diminuer la viscosité du pétrole brut lourd. Le puits est alors inutilisé pour permettre à la chaleur de se dissiper et de réduire la viscosité du pétrole; par la suite, la production reprend à ce même puits par lequel la vapeur fut injectée.

Système hybride (*Hybrid System*) Système de chauffage alimenté par deux types d'énergie qui sont utilisés au choix.

Taux d'extraction (*Rate of Take*) Taux quotidien moyen de production de gaz naturel, associé au volume des réserves établies initiales attribuées aux gisements desquels le gaz est extrait. Par exemple, 1:7300 désigne une unité de production par jour pour chaque ensemble de 7 300 unités de réserves établies initiales.

Taux regroupé (*Bundled Rate*) Frais uniques qui couvrent un certain nombre de services assurés par une pipelinière ou par un distributeur. Exemples de services: vente de gaz, transport, stockage et équilibrage de l'offre.

Taux séparé (*Unbundled Rate*) Taux exigé pour un service unique et distinct offert par une société pipelinière ou un distributeur.

Technique chimio-thermo-mécanique de la production de pâtes (*Chemi-Thermo-Mechanical Pulping*) Semblable à la technique thermomécanique, sauf que des produits chimiques sont ajoutés aux copeaux de bois pour parfaire le raffinage de la pâte par l'élimination de la lignine.

Technique de l'arc électrique (*Electric Arc Technology*) Utilisation d'arcs électriques dans un four pour produire des températures très élevées utilisées pour la fusion et le revêtement des métaux et le séchage industriel.

Technique de l'arc sous plasma (*Plasma Arc Technology*) Utilisation d'arcs électriques dans un four à plasma pour produire efficacement des températures très élevées destinées à des utilisations telles que la fusion et le revêtement des métaux et le séchage industriel.

Technique thermomécanique de la production de pâtes (*Thermo-Mechanical Pulping Process*) Technique utilisée dans l'industrie des pâtes et papiers. L'énergie mécanique produite par l'électricité sert à traiter à la vapeur les copeaux de bois et à les raffiner pour les transformer en pâte. La vapeur attendrit les copeaux de bois, ce qui permet de produire une pâte de qualité supérieure à celles obtenues par d'autres techniques. La vapeur récupérée peut servir au chauffage de locaux ou au séchage des fibres de pâte.

Tête du puits (*Wellhead*) La tête du puits est l'équipement au sommet d'un puits pour le maintien du contrôle du puits. De façon plus générale, la tête du puits désigne un point de référence ou de livraison le long du réseau de production.

Transit (*Wheeling*) L'acheminement de l'électricité d'un service public par le réseau de transport d'un autre service public en vue de la livraison de l'électricité à une tierce partie.

Usine de chevauchement (*Straddle Plant*) Usine de traitement du gaz naturel, chevauchant la canalisaton principale d'un gazoduc, dans laquelle les LGN sont retirés du flot de gaz.

Usine de valorisation indépendante (*Stand Alone Upgrader*) Une usine de valorisation qui n'est pas associée à une exploitation minière ou à une raffinerie.

Valorisation (*Upgrading*) Processus de pré-raffinage du bitume ou du pétrole brut lourd par lequel on obtient du pétrole brut synthétique.

Valorisation des réserves (*Reserves Appreciation*) Accroissement des réserves établies en raison des prolongations des gisements existants ou des révisions des estimations antérieures des réserves.

Vente de gaz du réseau (*System Gas Sale*) Gaz vendu par les sociétés pipelinières ou leurs filiales, par ex. WGML.

Vente directe ou achat direct (*Direct Sale or Direct Purchase*) Dispositions d'achat d'un approvisionnement en gaz naturel, faisant l'objet d'une transition directe entre les producteurs ou courtiers et les utilisateurs ultimes à des prix négociés.

Vente sur le marché du disponible (*Spot Sale*) En général, une vente interruptible de gaz en vertu d'un contrat de 30 jours.

Viscosité (*Viscosity*) La quantité décrivant la facilité avec laquelle un liquide circule à l'intérieur d'un conduit.

Volume initial en place (*Initial Volume-in-place*) Le volume approximatif de pétrole brut, de gaz naturel et des substances connexes qu'à un certain moment on estime contenu dans le réservoir, avant qu'une quelconque production n'est débutée et sans égard à la mesure dans laquelle ces volumes pourront être récupérés.

Volume substitué (gaz naturel) (*Displacement Volume [Gas]*) Un volume acheté directement est un volume substitué lorsque, advenant le fait qu'il n'y ait pas d'achat direct, la SDL peut assurer le service garanti sans avoir à passer elle-même un contrat pour les volumes additionnels afin de satisfaire à la demande.

Volumes de dépassement non autorisés (gaz naturel) (*Unauthorized Overrun Volumes [Gas]*) Volumes expédiés en sus des volumes sous contrat.

Volumes de la demande opérationnelle (*Operating Demand Volumes*) Volumes précisés dans les contrats de DC d'un distributeur passés avec une société pipelinière, moins les volumes que le gaz acheté par transaction directe a déplacé, comme on peut le déterminer en vertu des règles de l'ONE établies pour définir les volumes substitués.

Annexe 2
Tableau A2-1
Prix mondiaux du pétrole

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
W. T .I. à Cushing:									
($ US 1990 / baril)	30,58	31,65	31,96	30,50	38,09	58,01	50,07	42,60	38,17
($ US 1990 / mètre cube)	192,45	199,20	201,13	191,92	239,69	365,03	315,09	268,09	240,19
rentrées nettes (valeur) du brut à Edmonton									
($ US 1990 / mètre cube)	181,30	188,49	191,30	181,54	229,94	355,93	305,65	258,12	230,25
($ CAN 1990 / mètre cube)	201,14	198,35	217,98	224,62	288,92	440,33	383,57	326,42	287,63
($ CAN 1990 / baril)	31,96	31,52	34,64	35,69	45,91	69,97	60,95	51,87	45,71

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
W. T .I. à Cushing:									
($ US 1990 / baril)	35,58	32,93	17,27	21,47	17,32	20,40	24,49	20,30	20,61
($ US 1990 / mètre cube)	223,93	207,26	108,68	135,14	108,97	128,37	154,11	127,76	129,69
rentrées nettes (valeur) du brut à Edmonton									
($ US 1990 / mètre cube)	214,46	198,21	99,35	124,65	98,66	118,30	149,08	122,78	124,77
($ CAN 1990 / mètre cube)	283,20	276,73	141,52	165,98	121,01	138,63	173,94	149,30	152,63
($ CAN 1990 / baril)	45,00	43,97	22,49	26,37	19,23	22,03	27,64	23,72	24,25

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
W. T .I. à Cushing:									
($ US 1990 / baril)	20,92	21,24	21,56	21,88	22,21	22,55	22,89	23,24	23,59
($ US 1990 / mètre cube)	131,65	133,64	135,66	137,71	139,80	141,91	144,06	146,23	148,44
rentrées nettes (valeur) du brut à Edmonton									
($ US 1990 / mètre cube)	126,78	128,82	130,88	132,98	135,11	137,26	139,45	141,67	143,92
($ CAN 1990 / mètre cube)	157,60	160,94	164,08	166,60	168,67	170,07	171,87	174,39	176,61
($ CAN 1990 / baril)	25,04	25,57	26,07	26,47	26,80	27,03	27,31	27,71	28,07

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
W. T .I. à Cushing:									
($ US 1990 / baril)	23,95	24,31	24,67	25,05	25,43	25,81	26,20	26,60	27,00
($ US 1990 / mètre cube)	150,69	152,97	155,28	157,63	160,01	162,43	164,88	167,38	169,91
rentrées nettes (valeur) du brut à Edmonton									
($ US 1990 / mètre cube)	146,21	148,52	150,87	153,25	155,66	158,11	160,60	163,12	165,67
($ CAN 1990 / mètre cube)	178,54	180,79	182,65	184,39	186,07	188,06	189,87	191,45	192,14
($ CAN 1990 / baril)	28,37	28,73	29,02	29,30	29,57	29,88	30,17	30,42	30,53

Nota: 1990 est la dernière année de données historique.

Tableau A2-2
Taux annuels moyens de croissance du produit intérieur brut réel - Canada et régions

	taux annuels moyens de croissance (%)				
	1986-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005	2005-2010
Provinces de l'Atlantique	2,5	2,1	2,1	1,8	1,3
Terre-Neuve	3,0	3,6	3,8	2,4	-0,4
Île-du-Prince-Édouard	1,7	1,1	1,2	1,4	1,7
Nouvelle-Écosse	2,2	1,8	1,8	1,5	1,8
Nouveau-Brunswick	2,7	1,6	1,5	1,7	1,8
Centre du Canada	3,7	2,7	2,5	2,5	2,7
Québec	4,1	2,5	2,2	2,2	2,2
Ontario	3,5	2,8	2,6	2,7	2,9
Prairies	2,2	1,9	1,4	1,8	1,6
Manitoba	1,7	1,4	1,9	1,5	2,1
Saskatchewan	0,7	1,3	1,2	1,1	1,8
Alberta	2,9	2,2	1,4	2,0	1,5
Colombie-Britannique et Territoires	5,8	2,0	2,1	2,3	2,1
Canada	3,4	2,4	2,2	2,3	2,3

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Annexe 3
Tableau A3-1
Prix du gaz naturel au gisement après traitement, en Alberta

($ CAN 1990 le gigajoule)

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
2,55	1,78	1,62	1,52	1,47	1,41	1,41	1,60	1,79

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1,98	2,16	2,35	2,49	2,62	2,77	2,91	3,04	3,17

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
3,28	3,40	3,51	3,62	3,77	3,90	4,02

Nota: 1989 est la dernière année de données historique.

Annexe 4
Tableau A4-1
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1990 / gigajoule non ajusté pour le rendement)

Provinces de l'Atlantique

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
mazout léger	8,00	8,82	8,53	8,61	8,72	8,80	8,87	9,13	9,39	9,59
électricité	17,02	16,84	18,08	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13
commercial										
mazout léger	6,78	7,60	7,22	7,31	7,42	7,49	7,57	7,83	8,08	8,28
mazout lourd	3,45	4,37	4,06	4,33	4,65	4,80	4,94	5,37	5,65	5,87
électricité	23,76	22,70	24,36	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43
industriel										
mazout lourd	2,76	3,61	3,40	3,64	3,91	4,04	4,17	4,56	4,86	5,19
électricité	14,46	14,29	15,62	15,70	15,74	15,78	15,79	15,91	16,11	16,56

Québec

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
mazout léger	8,18	8,94	8,63	8,64	8,76	8,84	8,92	9,20	9,47	9,69
électricité	14,12	14,56	15,67	15,86	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15
gaz naturel	7,05	6,86	7,28	7,13	7,30	7,48	7,52	8,39	9,08	9,77
commercial										
mazout léger	6,93	7,69	7,31	7,33	7,45	7,53	7,61	7,89	8,16	8,38
mazout lourd	3,84	4,24	4,37	4,63	4,97	5,13	5,29	5,74	6,04	6,28
électricité	17,14	17,14	21,31	21,58	21,97	21,97	21,97	21,97	21,97	21,97
gaz naturel	5,74	5,58	5,93	5,87	6,05	6,23	6,30	7,17	7,86	8,55
industriel										
mazout lourd	3,25	3,50	3,38	3,89	4,18	4,33	4,46	4,88	5,20	5,56
électricité	9,55	9,82	10,88	11,04	11,28	11,30	11,31	11,40	11,54	11,87
gaz naturel	3,48	3,57	3,88	4,31	4,52	4,71	4,82	5,68	6,40	7,30

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-1(suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1990 / gigajoule non ajusté pour le rendement)

Ontario

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
mazout léger	8,62	9,32	9,22	9,30	9,41	9,49	9,56	9,83	10,09	10,30
électricité	15,84	16,23	17,80	18,43	19,11	19,11	19,11	19,11	19,11	19,99
gaz naturel	5,38	5,22	5,59	5,51	5,67	5,83	5,88	6,69	7,34	7,98
commercial										
mazout léger	7,30	8,00	7,81	7,90	8,00	8,08	8,15	8,42	8,69	8,90
mazout lourd	3,43	4,23	4,05	4,32	4,63	4,78	4,92	5,36	5,65	5,87
électricité	18,50	19,11	23,19	24,01	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	26,04
gaz naturel	4,35	4,22	4,52	4,52	4,69	4,86	4,92	5,74	6,39	7,03
industriel										
mazout lourd	2,74	3,50	3,39	3,63	3,89	4,03	4,15	4,56	4,86	5,20
électricité	10,54	11,36	13,37	13,88	14,42	14,46	14,47	14,58	14,77	15,88
gaz naturel	2,79	2,88	3,14	3,30	3,51	3,70	3,82	4,69	5,43	6,27

Manitoba

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
mazout léger	8,76	9,46	9,37	9,46	9,57	9,64	9,72	9,99	10,25	10,46
électricité	11,80	11,92	12,76	12,76	12,76	12,76	12,76	12,16	11,59	11,05
gaz naturel	4,59	4,41	4,67	4,59	4,77	4,94	4,99	5,84	6,53	7,21
commercial										
mazout léger	6,21	6,95	6,62	6,70	6,82	6,90	6,98	7,26	7,54	7,76
mazout lourd	5,21	6,42	6,09	6,47	6,89	7,12	7,34	8,00	8,43	8,78
électricité	18,61	18,53	19,23	19,23	19,23	19,23	19,23	18,33	17,47	16,65
gaz naturel	3,47	3,32	3,51	3,51	3,70	3,87	3,94	4,80	5,49	6,17
industriel										
mazout lourd	2,74	3,49	3,35	3,57	3,82	3,95	4,07	4,47	4,78	5,11
électricité	9,63	10,09	10,65	10,68	10,71	10,73	10,74	10,31	9,96	9,75
gaz naturel	2,28	2,34	2,53	2,68	2,90	3,09	3,21	4,08	4,81	5,63

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-1(suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1990 / gigajoule non ajusté pour le rendement)

Saskatchewan

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
mazout léger	7,95	8,65	8,51	8,59	8,70	8,78	8,85	9,12	9,39	9,60
électricité	18,32	17,52	17,70	17,70	17,70	17,70	17,70	17,70	17,70	17,70
gaz naturel	3,98	3,96	4,14	4,15	4,34	4,52	4,70	5,49	6,15	6,81
commercial										
mazout léger	5,78	6,48	6,19	6,27	6,38	6,46	6,53	6,80	7,07	7,28
mazout lourd	4,86	5,97	5,62	5,95	6,32	6,53	6,73	7,34	7,75	8,07
électricité	31,55	30,17	30,21	30,21	30,21	30,21	30,21	30,21	30,21	30,21
gaz naturel	3,53	3,50	3,65	3,66	3,85	4,04	4,23	5,05	5,71	6,37
industriel										
mazout lourd	2,74	3,48	3,32	3,52	3,75	3,89	4,01	4,41	4,71	5,05
électricité	18,07	17,84	18,10	18,14	18,19	18,23	18,24	18,38	18,62	19,14
gaz naturel	2,31	2,34	2,45	2,46	2,67	2,89	3,11	4,03	4,78	5,62

Alberta

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
mazout léger	7,34	8,04	7,85	7,94	8,05	8,12	8,20	8,47	8,73	8,94
électricité	13,88	15,05	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48
gaz naturel	3,32	3,33	3,50	3,42	3,63	3,80	3,97	4,79	5,43	6,08
commercial										
mazout léger	5,46	6,16	5,84	5,93	6,04	6,11	6,19	6,46	6,72	6,93
mazout lourd	2,83	3,48	3,25	3,43	3,64	3,76	3,87	4,23	4,47	4,66
électricité	18,06	17,27	19,68	19,68	19,68	19,68	19,68	19,68	19,68	19,68
gaz naturel	2,48	2,49	2,59	2,52	2,73	2,90	3,07	3,89	4,53	5,18
industriel										
mazout lourd	2,74	3,48	3,29	3,48	3,70	3,83	3,96	4,35	4,66	4,99
électricité	11,07	10,93	12,61	12,64	12,68	12,71	12,71	12,81	12,98	13,34
gaz naturel	1,57	1,61	1,69	1,73	1,98	2,21	2,45	3,32	4,04	4,84

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-1(suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1990 / gigajoule non ajusté pour le rendement)

Colombie - Britannique et Territoires

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
mazout léger	8,57	9,27	9,17	9,25	9,36	9,44	9,51	9,78	10,04	10,25
électricité	13,37	13,17	13,70	13,28	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
gaz naturel	5,03	4,70	4,93	4,85	4,95	5,12	5,28	6,04	6,58	7,05
commercial										
mazout léger	7,26	8,01	7,74	7,83	7,94	8,02	8,10	8,39	8,67	8,89
mazout lourd	3,34	4,22	4,11	4,47	4,86	4,94	5,02	5,32	5,60	5,83
électricité	17,90	17,63	18,01	17,46	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94
gaz naturel	4,55	4,46	4,64	4,56	4,66	4,84	5,01	5,81	6,38	6,88
industriel										
mazout lourd	2,67	3,49	3,44	3,75	4,09	4,17	4,24	4,52	4,83	5,16
électricité	9,54	9,71	10,05	9,76	9,50	9,52	9,53	9,60	9,72	9,99
gaz naturel	1,78	2,70	2,84	2,79	2,96	3,22	3,48	4,56	5,18	5,83

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-2
Données historiques - Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada

(pétajoules)

	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
demande par secteur										
résidentiel	1133,9	1182,5	1200,4	1280,6	1243,3	1324,0	1321,8	1348,1	1309,0	1368,9
commercial	598,2	630,9	662,1	751,0	711,9	744,2	696,7	787,4	779,0	799,2
industriel	1485,3	1560,7	1838,1	1936,5	2084,8	2192,0	2 9,8	2090,2	2216,3	2247,5
transport -routier	918,2	970,8	1006,5	1079,0	1181,3	1235,7	1286,2	1361,7	1406,3	1450,3
- aérien, ferroviaire, maritime	290,2	303,8	312,9	333,6	359,4	365,8	338,1	329,7	330,9	349,0
- total	1208,4	1274,5	1319,5	1412,6	1540,7	1601,4	1624,3	1691,4	1737,2	1799,4
non énergétique [a]	238,1	287,6	293,6	319,1	362,0	361,2	356,0	396,9	462,0	483,5
utilisation finale globale	**4663,9**	**4936,2**	**5313,6**	**5699,9**	**5942,7**	**6222,9**	**6018,6**	**6314,0**	**6503,6**	**6698,5**
usage propre	321,8	355,1	378,1	412,9	445,6	461,9	471,1	471,2	480,1	508,6
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	942,3	1101,3	1187,3	1290,7	1443,6	1501,3	1525,0	1623,4	1755,2	1846,5
autres conversions	190,7	224,0	207,4	210,3	240,3	236,2	222,2	233,2	214,2	222,4
total de l'usage propre et des conversions	**1454,8**	**1680,4**	**1772,7**	**1914,0**	**2129,6**	**2199,4**	**2218,3**	**2327,8**	**2449,5**	**2577,5**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	840,1	915,9	938,4	1015,5	1103,0	1167,4	1158,3	1227,1	1266,9	1334,6
demande d'énergie primaire	**5278,7**	**5700,8**	**6147,8**	**6598,4**	**6969,3**	**7254,9**	**7078,6**	**7414,8**	**7686,2**	**7941,4**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	6,0	11,8	47,2	74,3	173,2	168,5	144,2	199,7	301,7	357,7
hydroélectricité [b]	527,2	555,7	567,8	631,9	660,9	734,5	707,6	748,1	768,4	815,0
pétrole	3016,9	3247,3	3309,1	3516,8	3665,1	3763,7	3673,0	3786,5	3811,9	3899,8
gaz naturel	995,5	1104,1	1222,4	1402,4	1481,4	1573,5	1589,1	1595,5	1693,8	1742,4
LGN-usines de gaz	45,8	39,3	45,3	53,9	58,9	73,4	67,3	69,6	65,2	36,9
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	2,6	2,6
charbon	614,9	674,0	647,6	595,7	584,5	580,7	602,3	654,6	681,1	685,3
énergies renouvelables et autres	72,5	68,7	308,4	323,3	345,4	360,6	295,2	358,0	361,5	401,6

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-2 (suite)
Données historiques - Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada

(pétajoules)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
demande par secteur										
résidentiel	1383,8	1396,5	1323,6	1378,1	1335,3	1329,5	1392,0	1361,4	1295,6	1401,7
commercial	809,0	778,6	800,8	826,1	819,0	824,1	821,3	832,9	781,3	847,3
industriel	2404,4	2399,4	2276,9	2116,4	2109,6	2263,0	2342,3	2427,4	2527,6	2632,2
transport -routier	1523,0	1544,6	1505,7	1397,2	1363,2	1397,9	1414,5	1434,8	1475,1	1536,3
- aérien, ferroviaire, maritime	403,1	417,2	406,6	347,5	314,7	327,0	320,0	312,7	336,2	372,1
- total	1926,1	1961,8	1912,3	1744,7	1677,9	1724,9	1734,5	1747,5	1811,2	1908,4
non énergétique [a]	544,5	524,4	527,2	452,9	495,8	539,6	607,0	601,8	658,8	666,1
utilisation finale globale	**7067,9**	**7060,8**	**6840,7**	**6518,2**	**6437,6**	**6681,0**	**6897,0**	**6970,9**	**7074,6**	**7455,6**
usage propre	520,7	516,1	483,7	459,1	453,0	490,9	518,8	496,3	515,9	553,7
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	1987,8	2079,9	2147,1	2183,4	2312,0	2474,2	2577,4	2684,8	2827,6	2990,8
autres conversions	251,1	234,4	210,1	182,5	183,1	212,4	202,8	195,4	195,6	193,6
total de l'usage propre et des conversions	**2759,6**	**2830,4**	**2840,9**	**2825,0**	**2948,0**	**3177,5**	**3299,0**	**3376,5**	**3539,1**	**3738,1**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1415,6	1464,4	1470,9	1463,8	1526,3	1631,7	1699,0	1740,7	1794,7	1873,1
demande d'énergie primaire	**8411,9**	**8426,9**	**8210,7**	**7879,4**	**7859,4**	**8226,8**	**8497,0**	**8606,7**	**8819,1**	**9320,6**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	429,0	455,8	488,4	481,3	570,3	605,3	693,7	811,8	877,3	925,6
hydroélectricité [b]	833,0	844,9	863,7	838,2	866,6	928,3	973,8	1008,9	1001,5	1020,5
pétrole	4053,6	3964,6	3705,8	3314,2	3086,8	3063,7	3045,4	3062,2	3144,7	3257,6
gaz naturel	1836,7	1786,8	1764,1	1805,8	1831,6	1981,3	2099,1	2061,0	2049,9	2262,3
LGN-usines de gaz	59,5	70,3	71,0	65,6	65,1	77,4	86,2	67,5	72,0	96,7
éthane	13,5	25,3	34,5	22,2	34,6	54,4	68,6	83,7	109,3	110,1
charbon	763,5	823,7	842,3	895,9	925,5	1048,7	1015,7	967,6	1010,2	1094,4
énergies renouvelables et autres	423,2	455,3	440,8	456,2	479,1	467,8	514,5	543,9	554,2	553,5

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible

Canada

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	1491,6	1466,0	1521,4	1525,2	1529,7	1533,6	1537,3	1565,1	1600,1	1644,7
commercial	889,4	880,1	915,5	925,0	930,2	938,4	948,4	996,6	1048,0	1100,0
industriel	2628,9	2597,3	2634,7	2687,1	2779,2	2872,2	2950,3	3207,6	3524,8	3868,2
transport										
- routier	1559,9	1534,0	1518,2	1521,9	1528,1	1536,2	1545,9	1597,2	1647,3	1694,2
- aérien, ferroviaire, maritime	390,1	383,2	387,4	403,0	412,8	420,6	427,3	452,8	466,6	489,7
- total	1950,0	1917,2	1905,6	1924,9	1940,9	1956,8	1973,1	2050,0	2113,8	2184,0
non énergétique [a]	666,9	648,4	668,3	711,1	722,4	734,0	780,7	856,0	921,1	993,7
utilisation finale globale	**7626,8**	**7509,0**	**7645,5**	**7773,3**	**7902,4**	**8034,9**	**8189,8**	**8675,2**	**9207,8**	**9790,6**
usage propre	578,3	551,0	556,0	574,4	584,5	593,2	600,8	619,2	646,1	665,0
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	3069,5	2909,1	3091,5	3184,9	3319,9	3372,2	3424,3	3607,6	3838,6	4195,0
autres conversions	185,9	190,6	197,9	204,6	214,0	225,8	234,0	247,6	261,6	274,3
total de l'usage propre et des conversions	**3833,7**	**3650,8**	**3845,5**	**3963,9**	**4118,3**	**4191,2**	**4259,1**	**4474,4**	**4746,3**	**5134,3**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1914,0	1877,3	1926,2	1968,4	2018,9	2072,5	2119,7	2270,2	2438,4	2619,8
demande d'énergie primaire	**9546,5**	**9282,5**	**9564,8**	**9768,8**	**10001,8**	**10153,7**	**10329,3**	**10879,5**	**11515,7**	**12305,1**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	892,2	830,9	1093,3	1209,6	1333,0	1337,6	1339,4	1280,9	1238,9	1388,3
hydroélectricité [b]	937,2	1027,0	1048,3	1071,8	1085,7	1098,0	1106,7	1176,4	1267,6	1353,6
pétrole	3392,8	3328,1	3278,3	3299,0	3334,2	3369,0	3375,3	3529,6	3762,4	4105,8
gaz naturel	2405,9	2294,4	2361,3	2418,1	2473,5	2524,5	2574,9	2749,6	2846,4	2863,6
LGN-usines de gaz	131,5	128,0	131,4	151,8	153,3	154,9	156,4	162,4	168,3	173,7
éthane	120,7	120,8	121,2	121,6	122,1	122,5	158,1	178,0	180,8	183,9
charbon	1123,0	1018,8	991,1	952,5	947,9	988,1	1052,5	1227,0	1467,6	1639,8
énergies renouvelables et autres	543,2	534,4	539,8	544,2	552,1	559,0	566,0	575,5	583,8	596,4

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Provinces de l'Atlantique

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	118,8	121,2	122,7	122,7	122,7	122,8	123,0	123,6	124,3	125,6
commercial	61,9	62,7	63,5	64,7	65,5	66,1	66,6	69,0	71,7	74,3
industriel	154,2	148,7	150,5	151,3	153,6	156,8	158,8	171,7	179,7	183,9
transport										
- routier	127,3	125,6	124,7	125,2	125,8	126,4	127,0	130,0	132,4	134,7
- aérien, ferroviaire, maritime	53,2	53,2	54,4	57,0	58,9	60,4	61,6	66,1	68,7	72,9
- total	180,5	178,8	179,1	182,2	184,7	186,8	188,6	196,1	201,1	207,6
non énergétique [a]	20,6	20,6	21,5	22,0	22,6	23,1	23,5	25,4	27,2	28,9
utilisation finale globale	**536,0**	**532,0**	**537,3**	**542,9**	**549,2**	**555,7**	**560,4**	**585,8**	**604,0**	**620,3**
usage propre	49,8	47,7	46,1	47,1	47,8	48,2	47,9	47,3	49,1	51,5
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	365,6	356,3	383,3	384,3	390,7	393,3	410,6	433,2	467,4	506,9
autres conversions	0,6	6,4	6,7	6,9	7,2	7,6	7,8	7,9	8,5	9,5
total de l'usage propre et des conversions	**416,0**	**410,4**	**436,1**	**438,3**	**445,7**	**449,1**	**466,3**	**488,4**	**525,0**	**567,9**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	130,5	134,2	136,4	140,0	143,2	147,0	150,7	165,8	175,0	182,4
demande d'énergie primaire	**821,5**	**808,2**	**836,9**	**841,2**	**851,7**	**857,8**	**876,0**	**908,4**	**954,1**	**1005,8**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	42,2	39,2	36,5	36,5	36,5	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
hydroélectricité [b]	116,3	140,0	158,1	158,0	157,9	157,8	157,6	178,4	198,7	199,1
pétrole	510,7	476,7	469,5	467,6	476,2	480,3	459,1	464,1	483,5	516,6
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LGN-usines de gaz	2,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	76,8	79,7	99,7	106,0	106,9	106,4	146,0	155,6	161,1	177,8
énergies renouvelables et autres	73,2	72,5	73,0	73,0	74,0	73,9	74,0	70,9	71,4	72,9

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible

Québec

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	327,1	321,3	332,7	332,0	331,7	331,4	330,8	332,3	336,4	342,6
commercial	189,0	191,3	192,3	193,9	195,2	197,0	199,3	209,8	219,9	229,7
industriel	562,6	568,4	574,3	585,7	602,1	621,2	636,9	679,6	725,5	785,0
transport										
- routier	340,8	335,5	333,2	334,8	336,7	338,7	341,2	351,9	360,5	369,2
- aérien, ferroviaire, maritime	71,7	68,1	68,9	71,7	73,4	74,7	75,8	79,7	81,6	85,2
- total	412,4	403,5	402,1	406,5	410,1	413,4	417,0	431,6	442,1	454,4
non énergétique [a]	88,7	90,2	92,7	95,1	97,7	100,3	102,8	114,4	127,3	141,9
utilisation finale globale	**1579,9**	**1574,7**	**1594,2**	**1613,2**	**1636,8**	**1663,3**	**1686,8**	**1767,8**	**1851,1**	**1953,5**
usage propre	101,9	98,6	98,3	100,9	102,6	105,3	107,0	108,9	112,7	114,8
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	517,3	526,5	538,5	552,7	565,5	581,4	591,5	626,5	666,9	737,1
autres conversions	0,0	5,7	5,9	6,1	6,3	6,6	6,8	7,2	7,5	8,0
total de l'usage propre et des conversions	**619,2**	**630,9**	**642,7**	**659,7**	**674,5**	**693,4**	**705,3**	**742,5**	**787,2**	**859,8**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	594,7	581,6	594,9	607,5	621,6	638,4	652,5	703,1	760,3	821,2
demande d'énergie primaire	**1604,4**	**1624,0**	**1642,0**	**1665,4**	**1689,6**	**1718,3**	**1739,6**	**1807,2**	**1878,0**	**1992,1**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	58,3	50,2	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
hydroélectricité [b]	441,6	453,8	470,2	484,4	496,6	512,6	523,1	558,1	598,5	653,9
pétrole	743,9	740,3	728,8	734,5	741,2	751,6	758,8	794,6	839,6	909,5
gaz naturel	217,6	230,7	230,6	233,1	237,2	237,4	239,4	229,9	211,1	195,4
LGN-usines de gaz	16,5	16,5	17,1	17,4	17,7	18,0	18,4	19,8	21,3	22,7
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	21,3	27,0	27,5	28,4	29,5	30,7	31,6	33,4	35,3	37,2
énergies renouvelables et autres	105,2	105,4	106,1	106,0	105,7	106,3	106,7	109,7	110,5	111,7

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Ontario

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	552,2	534,7	566,3	569,0	571,7	574,0	576,1	590,3	609,3	628,6
commercial	341,2	330,4	347,7	351,6	352,2	355,3	359,5	380,8	403,8	426,5
industriel	904,7	871,5	886,9	907,4	943,7	984,7	1017,3	1101,2	1195,8	1324,7
transport										
- routier	563,9	560,4	559,5	565,6	569,3	573,3	577,8	603,9	631,6	653,3
- aérien, ferroviaire, maritime	109,0	104,4	105,6	110,0	112,7	115,0	117,1	125,6	131,1	139,4
- total	672,8	664,8	665,0	675,6	682,0	688,4	694,9	729,5	762,7	792,7
non énergétique [a]	225,1	209,9	211,3	213,6	217,1	221,1	225,5	248,9	275,7	306,4
utilisation finale globale	**2695,9**	**2611,3**	**2677,1**	**2717,1**	**2766,7**	**2823,5**	**2873,3**	**3050,6**	**3247,2**	**3478,9**
usage propre	194,2	177,9	180,9	185,5	189,4	191,5	193,5	200,8	210,8	222,6
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	1254,6	1167,8	1316,9	1380,8	1479,1	1499,4	1524,7	1577,0	1661,2	1834,7
autres conversions	171,6	154,5	160,0	164,4	172,8	183,4	190,5	201,6	212,3	223,6
total de l'usage propre et des conversions	**1620,4**	**1500,2**	**1657,8**	**1730,7**	**1841,3**	**1874,2**	**1908,7**	**1979,4**	**2084,3**	**2280,9**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	721,4	699,6	723,9	740,9	763,4	788,2	808,7	858,7	923,1	1002,9
demande d'énergie primaire	**3594,9**	**3411,9**	**3611,1**	**3706,9**	**3844,5**	**3909,5**	**3973,3**	**4171,3**	**4408,4**	**4756,9**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	791,6	741,5	995,1	1111,4	1234,8	1236,7	1238,5	1180,0	1138,0	1287,4
hydroélectricité [b]	139,6	144,8	139,8	140,4	140,4	140,7	140,7	140,7	145,3	154,1
pétrole	1099,5	1087,5	1076,9	1086,6	1096,0	1106,8	1118,1	1185,8	1302,9	1491,2
gaz naturel	907,4	842,6	883,6	898,8	918,2	938,7	956,1	1012,1	1031,9	992,8
LGN-usines de gaz	57,9	56,8	58,5	59,2	60,2	61,1	62,1	66,0	69,5	72,5
éthane	16,0	16,4	16,8	17,2	17,6	18,1	18,5	21,0	23,7	26,8
charbon	481,8	429,5	344,8	296,4	279,5	308,0	337,4	460,7	588,0	618,0
énergies renouvelables et autres	101,0	92,8	95,6	96,7	97,9	99,5	102,0	105,1	109,1	114,1

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible

Manitoba

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	65,8	64,5	64,1	64,4	64,6	64,8	65,0	66,0	67,0	69,0
commercial	43,8	42,5	44,7	45,0	45,2	45,4	45,7	47,2	48,8	51,1
industriel	54,5	53,5	53,9	55,1	57,0	58,7	60,0	63,5	66,4	70,9
transport										
- routier	57,8	55,3	53,2	52,3	51,9	51,8	51,7	51,9	51,9	53,4
- aérien, ferroviaire, maritime	17,5	19,6	19,4	19,9	20,0	20,1	20,2	20,2	19,5	19,0
- total	75,3	74,9	72,6	72,1	72,0	71,9	71,9	72,1	71,4	72,4
non énergétique [a]	9,7	10,1	9,6	9,3	9,2	9,1	9,0	9,1	9,4	9,8
utilisation finale globale	**249,1**	**245,4**	**245,0**	**245,9**	**247,9**	**249,9**	**251,6**	**258,0**	**263,0**	**273,2**
usage propre	35,1	33,5	35,1	37,6	39,0	39,7	40,3	40,8	42,3	41,5
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	69,0	68,5	65,9	71,1	73,0	71,6	74,2	86,0	102,8	107,1
autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total de l'usage propre et des conversions	**104,1**	**102,0**	**101,0**	**108,7**	**112,0**	**111,3**	**114,5**	**126,9**	**145,1**	**148,6**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	63,9	61,2	61,9	63,5	65,4	66,3	67,0	69,1	72,4	77,1
demande d'énergie primaire	**289,4**	**286,2**	**284,1**	**291,1**	**294,5**	**294,9**	**299,1**	**315,7**	**335,7**	**344,8**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	62,5	63,9	65,4	70,1	72,0	70,7	73,4	85,2	102,0	106,3
pétrole	99,1	99,2	96,3	95,5	95,2	94,9	94,8	95,5	95,8	98,1
gaz naturel	100,8	98,8	101,8	104,1	105,7	107,3	108,7	112,3	114,6	116,1
LGN-usines de gaz	4,0	3,9	4,0	4,0	4,1	4,2	4,3	4,7	5,0	5,4
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	8,0	6,1	2,2	2,6	2,6	2,6	2,5	2,6	2,7	2,7
énergies renouvelables et autres	14,9	14,3	14,5	14,7	14,9	15,1	15,3	15,5	15,8	16,2

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Saskatchewan

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	82,7	81,9	82,5	82,7	82,8	82,9	83,0	83,6	84,2	86,4
commercial	39,3	39,0	40,1	40,1	40,1	40,2	40,4	41,6	43,0	44,9
industriel	67,1	65,0	65,5	66,3	71,9	73,1	73,8	74,6	75,5	79,6
transport										
- routier	71,3	67,3	63,8	61,4	60,1	59,0	58,1	56,5	56,0	57,2
- aérien, ferroviaire, maritime	9,4	9,1	9,0	9,3	9,4	9,5	9,6	10,0	10,0	10,2
- total	80,7	76,3	72,9	70,8	69,5	68,5	67,7	66,5	66,0	67,4
non énergétique [a]	11,9	11,6	12,0	26,7	27,0	27,3	27,5	28,6	29,6	31,1
utilisation finale globale	**281,7**	**273,8**	**273,0**	**286,6**	**291,4**	**292,0**	**292,4**	**294,9**	**298,3**	**309,3**
usage propre	51,9	54,0	56,1	59,0	59,6	60,5	61,3	63,4	65,6	64,8
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	144,8	120,0	113,6	114,7	118,2	125,5	119,5	128,0	120,8	127,9
autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total de l'usage propre et des conversions	**196,7**	**174,0**	**169,7**	**173,7**	**177,8**	**186,0**	**180,8**	**191,4**	**186,4**	**192,7**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	49,1	48,8	49,1	49,5	50,6	50,9	51,2	52,0	53,3	55,7
demande d'énergie primaire	**429,3**	**399,0**	**393,5**	**410,8**	**418,6**	**427,1**	**422,0**	**434,3**	**431,5**	**446,3**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	10,2	15,2	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
pétrole	137,9	129,6	127,0	124,9	124,2	123,4	122,6	122,2	123,4	127,4
gaz naturel	141,9	143,5	144,7	163,2	165,3	167,1	168,6	172,8	176,3	178,9
LGN-usines de gaz	2,7	2,7	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,5	3,8	4,2
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	130,3	101,0	98,6	99,5	104,8	112,1	106,2	114,6	106,9	115,0
énergies renouvelables et autres	6,3	6,9	7,0	7,0	8,0	8,0	8,0	7,8	7,6	7,5

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible

Alberta

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	195,1	190,8	197,1	197,0	197,3	197,8	198,2	201,2	205,6	213,7
commercial	122,1	119,9	129,7	132,0	133,8	135,3	136,9	143,0	150,3	157,1
industriel	436,6	435,5	449,6	463,4	486,8	504,2	522,2	617,9	753,4	870,9
transport										
- routier	214,2	207,4	202,7	200,9	201,2	202,1	203,4	208,5	213,5	218,2
- aérien, ferroviaire, maritime	47,8	47,7	47,5	49,1	49,8	50,3	50,8	52,8	53,4	54,6
- total	261,9	255,1	250,2	250,0	251,0	252,4	254,2	261,4	266,9	272,8
non énergétique [a]	271,0	264,9	279,0	301,3	305,0	308,6	347,2	381,8	401,2	421,8
utilisation finale globale	**1286,7**	**1266,2**	**1305,6**	**1343,6**	**1373,9**	**1398,3**	**1458,8**	**1605,2**	**1777,3**	**1936,3**
usage propre	81,5	80,0	80,7	82,3	83,2	84,2	85,2	88,9	93,0	95,2
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	0,0	445,9	454,3	457,8	467,2	474,7	479,3	518,9	556,2	592,7
autres conversions	13,7	22,8	24,2	26,0	26,4	27,0	27,7	29,6	31,9	31,9
total de l'usage propre 2 et des conversions	**580,6**	**548,6**	**559,1**	**566,0**	**576,8**	**585,9**	**592,1**	**637,4**	**681,1**	**719,8**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	148,3	148,1	153,3	154,4	157,8	160,6	163,6	177,3	190,3	201,2
demande d'énergie primaire	**1719,0**	**1666,7**	**1711,5**	**1755,3**	**1792,9**	**1823,6**	**1887,3**	**2065,4**	**2268,1**	**2454,9**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	5,8	7,4	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
pétrole	403,1	400,5	398,9	401,9	407,9	413,0	418,3	437,0	460,1	480,3
gaz naturel	746,0	722,5	722,8	740,0	764,2	786,2	809,1	918,4	985,0	1036,3
LGN-usines de gaz	37,3	37,0	37,7	56,8	56,9	57,0	57,0	56,8	56,7	56,7
éthane	104,7	104,4	104,4	104,4	104,4	104,4	139,5	157,0	157,0	157,0
charbon	397,8	366,1	408,9	410,2	415,0	418,5	418,8	449,9	563,0	678,3
énergies renouvelables et autres	24,4	28,7	32,8	36,0	38,6	38,7	38,7	40,4	40,3	40,4

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Colombie - Britannique et Territoires

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
demande par secteur										
résidentiel	150,0	151,6	156,0	157,4	158,8	159,9	161,2	168,0	173,3	178,8
commercial	92,2	94,4	97,4	97,7	98,2	99,1	100,1	105,2	110,7	116,4
industriel	449,0	454,8	454,1	457,9	464,0	473,5	481,3	499,2	528,6	553,3
transport										
- routier	184,7	182,6	181,1	181,7	183,1	184,9	186,7	194,4	201,3	208,3
- aérien, ferroviaire, maritime	81,7	81,2	82,5	86,1	88,5	90,4	92,1	98,4	102,3	108,4
- total	266,3	263,8	263,6	267,8	271,6	275,4	278,8	292,8	303,6	316,8
non énergétique [a]	39,9	41,2	42,3	43,0	43,8	44,5	45,1	47,7	50,7	53,8
utilisation finale globale	**111,0**	**1005,7**	**1013,4**	**1023,9**	**1036,4**	**1052,3**	**1066,5**	**1113,0**	**1166,8**	**1219,1**
usage propre	63,9	59,2	58,9	62,1	62,8	63,8	65,8	69,1	72,5	74,7
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	230,4	224,2	219,0	223,5	226,2	226,3	224,5	238,0	263,3	288,6
autres conversions	0,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
total de l'usage propre et des conversions	**294,3**	**284,6**	**279,1**	**286,7**	**290,2**	**291,3**	**291,5**	**308,3**	**337,1**	**364,6**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	206,1	203,7	206,8	212,6	216,8	221,1	226,0	244,3	264,0	279,4
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]	**1085,5**	**1086,5**	**1085,7**	**1098,0**	**1109,9**	**1122,6**	**1131,9**	**1177,1**	**1239,9**	**1304,3**
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	158,8	201,9	195,5	199,6	199,5	196,9	192,6	194,7	203,8	220,9
pétrole	398,5	394,3	380,9	388,0	393,6	399,1	403,6	430,2	457,1	482,7
gaz naturel	292,2	256,3	277,8	278,9	282,8	287,9	293,0	304,2	327,4	344,1
LGN-usines de gaz	11,0	10,9	11,3	11,3	11,3	11,4	11,4	11,6	11,9	12,1
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	7,0	9,3	9,3	9,4	9,6	9,8	10,0	10,4	10,6	10,8
énergies renouvelables et autres	218,1	213,8	210,8	210,8	213,0	217,5	221,3	226,0	229,1	233,6

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4

Données historiques - Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur

Canada

(pétajoules)	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
résidentiel										
électricité	147,0	157,8	169,1	182,5	196,4	215,7	233,3	257,7	278,0	313,8
pétrole	592,8	625,4	621,0	653,3	616,6	648,1	619,1	607,1	546,9	529,1
gaz naturel	269,5	282,8	298,1	336,0	328,1	353,3	364,0	383,1	387,9	435,1
propane et butanes	32,8	32,5	38,5	40,0	36,8	42,0	38,2	31,8	31,3	18,3
bois	72,5	68,7	62,6	56,6	57,3	58,4	62,6	64,9	60,4	68,5
autres	19,3	15,3	11,1	12,3	8,2	6,6	4,6	3,5	3,6	4,1
total	**1133,9**	**1182,5**	**1200,4**	**1280,6**	**1243,3**	**1324,0**	**1321,8**	**1348,1**	**1309,0**	**1368,9**
commercial										
électricité	128,6	141,4	154,3	184,8	203,0	220,9	231,6	254,8	260,1	247,0
pétrole	287,8	301,9	300,3	319,7	279,6	266,0	205,8	254,9	223,2	239,9
gaz naturel	166,3	175,5	199,2	241,2	227,8	255,9	259,3	277,7	295,8	312,4
propane et butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	15,5	12,1	8,3	5,3	1,6	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**598,2**	**630,9**	**662,1**	**751,0**	**711,9**	**744,2**	**696,7**	**787,4**	**779,0**	**799,2**
industriel										
électricité	348,6	364,8	375,2	390,9	417,1	435,5	392,0	405,8	447,7	470,1
pétrole	447,9	477,4	477,3	503,5	542,0	553,9	539,4	528,6	560,1	530,7
gaz naturel	388,7	420,9	477,4	515,7	556,4	613,5	584,7	598,7	651,4	658,0
charbon, coke et gaz de cokéfaction	277,5	276,6	232,1	227,8	247,8	241,7	228,2	237,8	232,3	241,6
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
résidus de bois et liqueur de pâte	0,0	0,0	245,8	266,7	288,1	302,2	232,6	281,3	285,6	316,5
propane et butanes	22,6	21,0	24,6	27,7	29,6	40,2	35,4	29,9	30,3	20,8
gaz naturel pour le bitume	0,0	0,0	5,6	4,3	3,6	5,0	7,4	8,0	9,0	9,8
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**1485,3**	**1560,7**	**1638,1**	**1936,5**	**2084,8**	**2192,0**	**2019,8**	**2090,2**	**2216,3**	**2247,5**
non énergétique										
asphalte	94,8	103,3	108,2	120,3	137,9	130,1	133,1	124,0	137,2	138,4
lubrifiants et graisses	30,4	30,6	32,8	34,3	38,3	39,4	37,2	38,8	38,4	40,3
naphte	13,4	12,8	13,1	16,1	23,1	15,8	14,8	14,8	16,8	15,7
coke de pétrole	24,5	24,5	16,4	16,0	23,4	27,2	21,9	24,7	31,4	30,9
gaz naturel	26,7	34,8	37,3	37,7	40,8	42,9	49,9	59,6	83,9	88,1
pétrole	45,6	78,1	75,8	79,9	81,5	82,0	68,4	84,0	96,3	137,2
propane et butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	24,5	25,4	13,4
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	2,6	2,6
autres produits pétroliers	2,6	3,4	10,0	14,8	17,0	23,8	27,1	24,0	30,0	16,8
total	**238,1**	**287,6**	**293,6**	**319,1**	**362,0**	**361,2**	**356,0**	**396,9**	**462,0**	**483,5**
transport										
essence pour moteur	874,0	922,4	954,9	1021,6	1106,1	1147,1	1191,4	1220,5	1240,6	1283,4
carburant diesel	154,7	157,3	166,8	181,2	200,8	224,6	214,6	261,2	288,1	293,3
carburéacteur - total	86,4	94,9	98,0	103,4	118,4	130,5	138,2	137,1	138,1	143,7
essence d'aviation	8,7	7,7	7,5	7,7	8,0	7,8	7,8	7,8	7,9	8,3
mazout lourd	72,2	79,3	81,6	88,6	93,9	81,9	66,7	63,9	61,6	68,1
autres	12,5	13,0	10,6	9,9	13,5	9,5	5,5	0,9	0,8	2,6
total	**1208,4**	**1274,5**	**1319,5**	**1412,6**	**1540,7**	**1601,4**	**1624,3**	**1691,4**	**1737,2**	**1799,4**
utilisation finale globale										
électricité	624,2	664,0	698,7	758,2	816,5	872,0	856,9	918,3	986,7	1032,7
pétrole	2739,8	2923,0	2968,3	3165,7	3295,3	3384,2	3289,7	3391,4	3416,7	3475,8
gaz naturel	851,2	914,0	1017,6	1134,9	1156,7	1270,6	1265,3	1327,1	1427,9	1503,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	320,7	313,0	257,4	250,0	262,5	253,3	234,3	242,2	236,6	246,6
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	72,5	68,7	62,6	56,6	57,3	58,4	62,6	64,9	60,4	68,5
résidus de bois et liqueur de pâte	0,0	0,0	245,8	266,7	288,1	302,2	232,6	281,3	285,6	316,5
autres	55,4	53,5	63,2	67,7	66,4	82,1	77,3	88,8	89,6	55,2
total	**4663,9**	**4936,2**	**5313,6**	**5699,9**	**5942,7**	**6222,9**	**6018,6**	**6314,0**	**6503,6**	**6698,5**

Tableau A4-4 (suite)
Données historiques - Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur
Canada

(pétajoules)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
résidentiel										
électricité	319,1	337,5	344,5	359,6	377,2	395,3	411,3	428,1	432,3	468,6
pétrole	518,6	497,9	404,1	373,7	328,4	280,1	281,5	273,7	250,0	261,8
gaz naturel	447,9	458,6	463,7	520,2	505,0	524,5	562,9	525,1	498,2	549,9
propane et butanes	20,6	21,6	19,2	23,5	21,5	21,1	22,2	19,3	13,6	16,3
bois	73,5	77,5	88,1	97,1	100,0	103,0	107,9	109,0	96,0	100,2
autres	4,2	3,4	4,0	4,0	3,2	5,5	6,2	6,1	5,6	4,9
total	**1383,8**	**1396,5**	**1323,6**	**1378,1**	**1335,3**	**1329,5**	**1392,0**	**1361,4**	**1295,6**	**1401,7**
commercial										
électricité	261,9	257,4	268,3	276,4	287,8	294,9	304,4	325,9	342,6	368,9
pétrole	210,5	202,6	192,3	172,1	161,0	145,9	107,7	103,8	99,2	106,3
gaz naturel	320,9	301,3	323,0	356,1	351,1	364,1	388,6	385,8	321,2	351,4
propane et butanes	14,6	15,0	15,6	19,2	17,1	16,4	17,9	14,6	16,0	18,2
autres	1,1	2,2	1,5	2,3	2,0	2,8	2,6	2,8	2,4	2,6
total	**809,0**	**778,6**	**800,8**	**826,1**	**819,0**	**824,1**	**821,3**	**832,9**	**781,3**	**847,3**
industriel										
électricité	476,7	503,9	523,9	490,4	513,2	576,6	616,2	632,6	666,7	675,1
pétrole	545,6	509,4	452,5	371,3	321,6	319,3	281,3	312,8	303,7	315,3
gaz naturel	693,7	686,8	646,6	596,8	601,8	683,1	722,3	724,0	781,3	857,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	250,0	248,3	226,4	205,2	216,4	240,1	245,8	236,6	234,8	244,3
vapeur	43,2	42,0	45,2	62,2	49,9	45,8	33,3	31,6	27,2	16,0
résidus de bois et liqueur de pâte	330,8	357,6	327,0	330,1	352,5	337,9	386,5	410,1	429,1	425,0
propane et butanes	24,7	24,0	24,0	24,1	25,0	25,6	31,2	28,6	21,3	26,8
gaz naturel pour le bitume	39,8	27,3	31,3	36,4	29,2	34,6	25,7	51,2	63,5	72,3
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**2404,4**	**2399,4**	**2276,9**	**2116,4**	**2109,6**	**2263,0**	**2342,3**	**2427,4**	**2527,6**	**2632,2**
non énergétique										
asphalte	146,5	140,0	128,3	108,3	112,0	105,3	119,7	122,7	133,5	120,9
lubrifiants et graisses	41,9	41,5	40,5	34,5	34,6	36,3	36,1	37,8	40,3	36,4
naphte	20,3	19,2	18,5	13,7	14,6	10,3	10,3	10,3	10,1	9,7
coke de pétrole	25,9	34,3	35,9	24,8	27,4	31,4	28,1	40,1	43,2	39,8
gaz naturel	89,5	94,4	96,2	105,8	141,8	156,4	175,1	152,9	151,2	176,6
pétrole	172,4	137,8	138,8	112,8	104,7	116,2	134,1	126,9	123,0	121,9
propane et butanes	19,9	17,2	16,8	11,4	17,7	22,1	27,6	15,6	27,2	39,0
éthane	13,5	25,3	34,5	22,2	34,6	54,4	68,6	83,7	109,3	110,1
autres produits pétroliers	14,6	14,8	17,6	19,3	8,6	7,3	7,6	11,7	21,0	11,7
total	**544,5**	**524,4**	**527,2**	**452,9**	**495,8**	**539,6**	**607,0**	**601,8**	**658,8**	**666,1**
transport										
essence pour moteur	1328,0	1333,5	1290,3	1187,9	1150,6	1140,8	1134,5	1138,7	1151,6	1183,6
carburant diesel	332,5	350,1	345,1	322,9	315,4	363,8	382,9	383,0	405,5	447,1
carburéacteur - total	163,2	164,4	160,4	145,9	140,3	148,9	154,5	156,9	167,4	182,1
essence d'aviation	8,1	8,0	7,5	6,0	5,9	5,9	5,9	5,6	5,9	5,6
mazout lourd	90,4	102,0	104,7	76,4	56,2	50,1	39,7	41,6	49,0	57,5
autres	4,0	3,8	4,2	5,7	9,5	15,3	17,0	21,7	31,9	32,6
total	**1926,1**	**1961,8**	**1912,3**	**1744,7**	**1677,9**	**1724,9**	**1734,5**	**1747,5**	**1811,2**	**1908,4**
utilisation finale globale										
électricité	1059,3	1100,7	1139,2	1128,9	1181,1	1269,4	1334,7	1389,4	1444,4	1515,5
pétrole	3618,5	3555,4	3336,5	2969,5	2781,2	2761,6	2723,8	2765,7	2803,3	2899,6
gaz naturel	1591,8	1568,4	1560,8	1615,3	1629,0	1762,9	1875,2	1840,3	1817,9	2010,0
charbon, coke et gaz de cokéfaction	255,2	252,8	231,4	210,6	220,8	244,5	250,6	241,2	238,8	247,6
vapeur	43,8	43,1	45,7	63,2	50,6	46,4	34,0	32,2	27,6	16,4
bois	73,5	77,5	88,1	97,1	100,0	103,0	107,9	109,0	96,0	100,2
résidus de bois et liqueur de pâte	330,8	357,6	327,0	330,1	352,5	337,9	386,5	410,1	429,1	425,0
autres	94,9	105,1	111,9	103,5	122,4	155,1	184,4	182,9	217,6	241,4
total	**7067,9**	**7060,8**	**6840,7**	**6518,2**	**6437,6**	**6681,0**	**6897,0**	**6970,9**	**7074,6**	**7455,6**

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

Tableau A4-5

Canada

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	503,2	501,0	515,8	522,7	529,8	536,0	541,5	571,2	608,6	647,2
pétrole	284,8	280,2	284,7	278,6	272,4	266,2	260,1	235,7	219,0	206,3
gaz naturel	583,5	566,3	598,8	601,8	605,1	609,0	613,2	634,5	647,1	663,7
propane et butanes	21,3	20,4	21,1	21,2	21,3	21,4	21,5	22,0	22,7	23,5
bois	94,4	94,2	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	98,4	99,6	101,1
autres	4,4	3,9	3,9	3,9	3,8	3,7	3,7	3,4	3,1	2,9
total	**1491,6**	**1466,0**	**1521,4**	**1525,2**	**1529,7**	**1533,6**	**1537,3**	**1585,1**	**1600,1**	**1644,7**
commercial										
électricité	382,1	381,0	396,4	402,0	405,6	410,7	416,7	445,8	477,2	509,7
pétrole	108,7	106,9	108,5	108,6	108,1	107,7	107,5	106,7	105,4	103,7
gaz naturel	372,6	367,1	384,5	388,2	390,3	393,7	397,8	416,8	437,1	457,1
propane et butanes	23,9	23,0	23,8	23,9	23,9	23,9	24,0	24,3	24,6	24,8
autres	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	3,0	3,7	4,5
total	**889,4**	**880,1**	**915,5**	**925,0**	**930,2**	**938,4**	**948,4**	**996,6**	**1048,0**	**1100,0**
industriel										
électricité	661,6	660,3	673,6	690,4	715,5	742,9	766,8	846,6	929,4	1023,4
pétrole	326,6	325,8	317,6	325,2	337,0	352,2	362,8	428,8	542,3	723,6
gaz naturel	869,6	844,2	869,6	885,4	921,1	948,6	974,1	1006,8	1003,4	947,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	234,3	228,3	235,0	241,2	252,4	265,9	275,3	291,1	307,0	324,8
vapeur	24,0	23,1	23,3	23,9	24,9	25,7	26,4	27,8	29,4	31,8
résidus de bois et liqueur de pâte	411,1	411,3	407,7	409,3	412,4	416,5	420,0	419,4	421,8	427,8
propane et butanes	28,3	27,4	27,5	27,8	28,6	29,5	30,1	31,3	33,1	35,4
gaz naturel pour le bitume	73,2	76,9	80,1	83,4	86,6	89,8	93,0	149,0	160,0	170,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,0	170,0
autres	0,0	0,0	0,2	0,5	0,8	1,1	1,8	6,9	10,4	14,1
total	**2628,9**	**2597,3**	**2634,7**	**2687,1**	**2779,2**	**2872,2**	**2950,3**	**3207,6**	**3524,8**	**3868,2**
non énergétique										
asphalte	129,2	133,0	135,7	137,7	141,5	145,3	148,8	163,6	181,1	200,6
lubrifiants et graisses	36,6	38,0	38,4	38,8	39,4	40,1	40,9	45,2	49,9	55,3
naphte	9,2	9,1	9,2	9,4	9,5	9,7	10,0	11,2	12,5	14,0
coke de pétrole	30,6	31,4	32,1	32,9	33,6	34,4	35,3	39,6	44,6	50,2
gaz naturel	171,8	145,8	158,5	175,3	177,7	180,2	182,7	196,2	211,0	227,4
pétrole	120,5	121,5	123,7	125,8	128,0	130,2	132,5	144,6	158,0	172,8
propane et butanes	30,2	30,6	31,2	51,0	51,6	52,3	53,0	56,8	61,1	65,9
éthane	120,7	120,8	121,2	121,6	122,1	122,5	158,1	178,0	180,8	183,9
autres produits pétroliers	18,0	18,2	18,4	18,7	18,9	19,1	19,4	20,7	22,1	23,7
total	**666,9**	**648,4**	**668,3**	**711,1**	**722,4**	**734,0**	**780,7**	**856,0**	**921,1**	**993,7**
transport										
essence pour moteur	1206,2	1178,8	1160,9	1159,7	1159,7	1161,8	1165,5	1189,6	1214,1	1235,9
carburant diesel	459,6	459,5	461,0	469,7	477,6	484,9	491,7	518,6	538,4	559,8
carburéacteur - total	186,6	179,1	180,5	187,4	191,5	194,5	197,2	211,6	222,3	238,4
essence d'aviation	5,4	5,5	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
mazout lourd	60,4	62,1	63,9	67,1	69,4	71,3	72,7	75,8	76,2	78,6
autres	31,7	32,2	33,9	35,6	37,3	38,9	40,6	49,0	57,5	65,9
total	**1950,0**	**1917,2**	**1905,6**	**1924,9**	**1940,9**	**1956,8**	**1973,1**	**2050,0**	**2113,8**	**2184,0**
utilisation finale globale										
électricité	1550,0	1545,4	1589,1	1618,7	1654,8	1693,7	1729,4	1869,4	2022,4	2189,0
pétrole	2982,6	2949,1	2940,1	2965,0	2992,1	3023,0	3049,7	3197,0	3391,2	3668,2
gaz naturel	2073,0	2002,5	2094,4	2137,7	2185,3	2226,5	2266,9	2413,3	2472,6	2483,5
charbon, coke et gaz de cokéfaction	236,7	230,3	237,0	243,1	254,2	267,7	277,0	292,3	396,0	495,6
vapeur	24,4	23,4	23,6	24,1	25,0	25,8	26,4	27,8	29,4	31,8
bois	94,4	94,2	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	98,4	99,6	101,1
résidus de bois et liqueur de pâte	411,1	411,3	407,7	409,3	412,4	416,5	420,0	419,4	421,8	427,8
autres	254,6	252,8	256,7	278,3	281,3	284,4	323,0	357,6	374,7	393,6
total	**7626,8**	**7509,0**	**7645,5**	**7773,3**	**7902,4**	**8034,9**	**8189,8**	**8675,2**	**9207,8**	**9790,6**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-5 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions
Provinces de l'Atlantique

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	39,1	40,4	41,2	41,8	42,4	43,0	43,6	46,7	49,6	52,5
pétrole	53,8	54,8	55,3	54,8	54,2	53,8	53,3	51,0	49,0	47,4
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane et butanes	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7
bois	23,1	23,5	23,7	23,7	23,7	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
autres	1,2	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	0,5	0,4
total	**118,8**	**121,2**	**122,7**	**122,7**	**122,7**	**122,8**	**123,0**	**123,6**	**124,3**	**125,6**
commercial										
électricité	24,4	25,2	26,0	26,7	27,3	27,8	28,2	30,4	32,7	34,9
pétrole	34,5	34,3	34,4	34,8	35,0	35,1	35,1	35,2	35,4	35,5
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane et butanes	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,2	3,3
autres	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
total	**61,9**	**62,7**	**63,5**	**64,7**	**65,5**	**66,1**	**66,6**	**69,0**	**71,7**	**74,3**
industriel										
électricité	48,3	50,0	51,4	52,4	54,0	56,2	57,5	68,0	71,1	71,9
pétrole	49,3	44,4	44,7	44,3	45,0	45,8	46,1	51,5	55,2	55,9
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon, coke et gaz de cokéfaction	7,1	6,9	7,1	7,3	7,7	8,0	8,3	8,4	9,1	10,1
vapeur	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2
résidus de bois et liqueur de pâte	46,6	44,7	44,4	44,3	43,9	43,7	43,7	40,5	40,1	41,2
propane et butanes	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2	2,3
gaz naturel pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	1,2
total	**154,2**	**148,7**	**150,5**	**151,3**	**153,6**	**156,8**	**158,8**	**171,7**	**179,7**	**183,9**
non énergétique										
asphalte	12,8	12,7	13,6	14,1	14,7	15,1	15,4	17,1	18,7	20,1
lubrifiants et graisses	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,9	3,1	3,3
naphte	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
coke de pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
pétrole	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
propane et butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**20,6**	**20,6**	**21,5**	**22,0**	**22,6**	**23,1**	**23,5**	**25,4**	**27,2**	**28,9**
transport										
essence pour moteur	99,3	97,3	96,3	96,4	96,7	96,9	97,2	98,1	99,1	100,0
carburant diesel	48,9	49,7	50,5	52,0	53,2	54,2	55,1	58,6	60,5	62,9
carburéacteur - total	20,3	21,0	21,1	21,9	22,3	22,6	22,8	24,2	25,0	26,5
essence d'aviation	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
mazout lourd	11,5	10,2	10,7	11,4	11,9	12,4	12,9	14,4	15,5	17,0
autres	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	0,9
total	**180,5**	**178,8**	**179,1**	**182,2**	**184,7**	**186,8**	**188,6**	**196,1**	**201,1**	**207,6**
utilisation finale globale										
électricité	111,8	115,6	118,6	120,8	123,7	127,0	129,4	145,1	153,4	159,4
pétrole	338,5	332,7	334,7	337,8	341,3	344,2	346,2	358,7	367,2	374,4
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon, coke et gaz de cokéfaction	8,5	7,9	8,1	8,3	8,6	8,9	9,2	9,0	9,5	10,5
vapeur	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2
bois	23,1	23,5	23,7	23,7	23,7	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
résidus de bois et liqueur de pâte	46,6	44,7	44,4	44,3	43,9	43,7	43,7	40,5	40,1	41,2
autres	6,6	6,7	6,9	7,0	7,2	7,3	7,4	7,8	9,1	9,9
total	**536,0**	**532,0**	**537,3**	**542,9**	**549,2**	**555,7**	**560,4**	**585,8**	**604,0**	**620,3**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-5 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

Québec

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	184,4	181,3	189,1	192,0	195,1	198,2	201,1	215,9	230,4	245,2
pétrole	82,1	78,9	80,0	76,8	73,6	70,5	67,2	54,5	45,2	37,6
gaz naturel	23,9	25,4	26,5	26,1	25,8	25,5	25,3	24,4	22,6	20,9
propane et butanes	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6
bois	33,0	32,3	33,4	33,4	33,4	33,5	33,5	33,8	34,2	34,9
autres	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
total	**327,1**	**321,3**	**332,7**	**332,0**	**331,7**	**331,4**	**330,8**	**332,3**	**336,4**	**342,6**
commercial										
électricité	107,7	105,9	106,7	108,1	109,5	111,3	113,2	122,0	130,7	139,8
pétrole	27,5	26,6	26,6	26,3	26,0	25,7	25,5	25,2	24,7	24,3
gaz naturel	50,2	55,2	55,5	55,8	56,0	56,3	56,7	58,6	60,1	61,0
propane et butanes	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4
autres	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2
total	**189,0**	**191,3**	**192,3**	**193,9**	**195,2**	**197,0**	**199,3**	**209,8**	**219,9**	**229,7**
industriel										
électricité	247,3	243,1	247,2	253,1	261,2	270,6	278,5	304,1	334,7	371,5
pétrole	84,8	88,3	91,7	94,3	98,2	106,2	110,9	134,3	165,8	203,3
gaz naturel	128,5	134,3	132,7	134,9	138,4	138,3	140,1	129,3	111,0	93,8
charbon, coke et gaz de cokéfaction	27,3	27,3	27,8	28,7	29,9	31,1	32,0	33,8	35,8	37,7
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
résidus de bois et liqueur de pâte	71,4	71,9	71,3	71,1	70,6	71,0	71,4	70,5	69,8	69,3
propane et butanes	3,4	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,8	4,0
gaz naturel pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	3,8	4,5	5,4
total	**562,6**	**568,4**	**574,3**	**585,7**	**602,1**	**621,2**	**636,9**	**679,6**	**725,5**	**785,0**
non énergétique										
asphalte	32,8	33,3	34,9	36,1	37,5	38,9	40,1	44,6	49,3	54,8
lubrifiants et graisses	6,1	6,3	6,2	6,1	6,1	6,2	6,3	6,8	7,5	8,3
naphte	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,4	1,5
coke de pétrole	19,3	19,8	20,2	20,8	21,3	21,8	22,4	25,3	28,6	32,4
gaz naturel	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
pétrole	15,5	15,7	16,0	16,3	16,6	17,0	17,3	19,1	21,1	23,3
propane et butanes	7,0	7,0	7,1	7,3	7,4	7,6	7,7	8,5	9,4	10,4
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	6,2	6,4	6,5	6,7	6,9	7,0	7,2	8,2	9,2	10,5
total	**88,7**	**90,2**	**92,7**	**95,1**	**97,7**	**100,3**	**102,8**	**114,4**	**127,3**	**141,9**
transport										
essence pour moteur	257,6	251,5	248,4	248,5	248,9	249,5	250,7	256,0	259,1	262,2
carburant diesel	95,7	94,5	95,1	96,8	98,3	99,6	100,8	105,2	109,2	113,5
carburéacteur - total	37,3	34,0	34,3	35,7	36,6	37,2	37,8	41,0	43,5	47,1
essence d'aviation	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
mazout lourd	18,4	19,8	20,2	20,9	21,4	21,7	21,8	21,4	20,1	19,3
autres	2,7	2,9	3,3	3,7	4,2	4,6	5,0	7,2	9,4	11,5
total	**412,4**	**403,5**	**402,1**	**406,5**	**410,1**	**413,4**	**417,0**	**431,6**	**442,1**	**454,4**
utilisation finale globale										
électricité	540,6	531,3	544,2	554,6	567,3	581,6	594,4	644,1	698,3	759,6
pétrole	685,1	676,9	681,9	687,2	693,3	703,2	709,9	743,5	785,6	838,7
gaz naturel	203,6	216,0	215,9	218,2	221,8	221,9	224,1	215,2	197,6	180,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	27,3	27,3	27,8	28,7	29,9	31,1	32,0	33,8	35,8	37,7
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	33,0	32,3	33,4	33,4	33,4	33,5	33,5	33,8	34,2	34,9
résidus de bois et liqueur de pâte	71,4	71,9	71,3	71,1	70,6	71,0	71,4	70,5	69,8	69,3
autres	18,9	19,0	19,5	20,0	20,5	21,0	21,5	26,9	29,8	32,9
total	**1579,9**	**1574,7**	**1594,2**	**1613,2**	**1636,8**	**1663,3**	**1686,8**	**1767,8**	**1851,1**	**1953,5**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-5 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions
Ontario

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	170,5	169,4	175,3	177,9	180,4	182,4	183,8	192,2	206,6	219,7
pétrole	72,9	73,1	75,4	72,8	70,5	68,4	66,4	58,4	52,7	48,5
gaz naturel	278,1	261,8	283,5	286,1	288,4	290,8	293,4	306,4	315,9	325,5
propane et butanes	7,2	6,6	7,0	7,1	7,1	7,1	7,2	7,4	7,8	8,1
bois	22,8	23,1	24,3	24,4	24,5	24,5	24,6	25,0	25,6	26,2
autres	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
total	**552,2**	**534,7**	**566,3**	**569,0**	**571,7**	**574,0**	**576,1**	**590,3**	**609,3**	**628,6**
commercial										
électricité	145,2	144,3	152,4	154,6	155,2	156,9	159,1	170,9	184,3	197,9
pétrole	24,3	24,5	25,4	25,3	25,0	24,9	24,9	24,4	23,4	22,2
gaz naturel	163,2	153,7	161,6	163,2	163,6	165,0	167,0	176,4	186,3	196,2
propane et butanes	7,5	6,8	7,1	7,2	7,1	7,1	7,1	7,3	7,4	7,5
autres	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,9	2,3	2,8
total	**341,2**	**330,4**	**347,7**	**351,6**	**352,2**	**355,3**	**359,5**	**380,8**	**403,8**	**426,5**
industriel										
électricité	170,3	169,3	172,5	177,5	185,0	194,1	202,8	220,0	243,3	281,7
pétrole	79,7	78,9	78,7	80,2	82,9	86,0	89,1	109,1	164,5	290,2
gaz naturel	362,1	341,0	347,5	355,7	370,4	385,1	395,8	424,7	422,4	365,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	188,8	183,4	189,4	194,3	203,7	215,5	223,5	237,0	250,1	264,6
vapeur	23,0	22,1	22,3	22,9	23,8	24,6	25,3	26,7	28,2	30,5
résidus de bois et liqueur de pâte	69,3	66,1	65,6	65,8	66,3	67,2	67,9	68,8	69,9	71,6
propane et butanes	11,4	10,8	10,8	10,9	11,2	11,5	11,8	12,3	12,9	14,0
gaz naturel pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,6	1,2	2,7	4,4	6,7
total	**904,7**	**871,5**	**886,9**	**907,4**	**943,7**	**984,7**	**1017,3**	**1101,2**	**1195,8**	**1324,7**
non énergétique										
asphalte	37,9	38,5	36,8	36,0	36,1	36,6	37,3	41,2	46,4	52,7
lubrifiants et graisses	16,7	17,4	17,5	17,8	18,1	18,5	18,9	21,2	23,8	26,9
naphte	6,3	6,1	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	7,6	8,6	9,7
coke de pétrole	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,5	2,8	3,2
gaz naturel	32,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
pétrole	88,9	89,8	91,6	93,4	95,3	97,2	99,1	109,5	120,9	133,4
propane et butanes	19,7	20,1	20,6	21,2	21,7	22,2	22,8	25,8	29,2	33,0
éthane	16,0	16,4	16,8	17,2	17,6	18,1	18,5	21,0	23,7	26,8
autres produits pétroliers	4,7	4,8	4,8	4,9	4,9	5,0	5,0	5,3	5,5	5,8
total	**225,1**	**209,9**	**211,3**	**213,6**	**217,1**	**221,1**	**225,5**	**248,9**	**275,7**	**306,4**
transport										
essence pour moteur	450,9	445,5	443,0	447,1	448,7	450,9	453,5	470,0	487,4	498,9
carburant diesel	136,1	137,2	138,1	140,9	143,0	145,0	146,8	155,3	163,0	171,2
carburéacteur - total	57,7	52,9	53,5	55,7	57,1	58,2	59,2	64,5	68,9	75,1
essence d'aviation	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
mazout lourd	13,9	14,6	15,1	15,9	16,5	17,0	17,4	18,3	18,6	19,4
autres	12,9	13,2	13,8	14,5	15,1	15,8	16,5	19,8	23,1	26,4
total	**672,8**	**664,8**	**665,0**	**675,6**	**682,0**	**688,4**	**694,9**	**729,5**	**762,7**	**792,7**
utilisation finale globale										
électricité	487,3	484,4	501,7	511,6	522,4	535,3	547,7	586,1	637,9	703,8
pétrole	993,2	986,6	989,6	999,8	1008,2	1017,9	1028,1	1088,8	1188,0	1358,8
gaz naturel	836,7	771,8	808,2	820,8	838,5	857,3	872,8	925,5	943,9	907,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	188,8	183,4	189,4	194,3	203,7	215,5	223,5	237,0	250,1	264,6
vapeur	23,0	22,1	22,3	22,9	23,8	24,6	25,3	26,7	28,2	30,6
bois	22,8	23,1	24,3	24,4	24,5	24,5	24,6	25,0	25,6	26,2
résidus de bois et liqueur de pâte	69,3	66,1	65,6	65,8	66,3	67,2	67,9	68,8	69,9	71,6
autres	74,8	73,9	76,0	77,6	79,3	81,2	83,4	92,9	103,5	115,9
total	**2695,9**	**2611,3**	**2677,1**	**2717,1**	**2766,7**	**2823,5**	**2873,3**	**3050,6**	**3247,2**	**3478,9**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-5 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

Manitoba

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	23,6	23,5	23,1	23,3	23,4	23,6	23,7	24,5	25,3	26,7
pétrole	11,3	11,2	11,3	11,3	11,3	11,3	11,2	11,2	11,4	11,6
gaz naturel	26,8	25,8	25,8	25,9	25,9	26,0	26,1	26,4	26,3	26,6
propane et butanes	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
bois	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
autres	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
total	**65,8**	**64,5**	**64,1**	**64,4**	**64,6**	**64,8**	**65,0**	**66,0**	**67,0**	**69,0**
commercial										
électricité	13,6	13,5	14,3	14,4	14,6	14,7	14,9	15,4	16,0	16,9
pétrole	2,3	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,3
gaz naturel	26,8	25,8	27,2	27,4	27,5	27,6	27,8	28,8	29,7	31,1
propane et butanes	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
autres	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**43,8**	**42,5**	**44,7**	**45,0**	**45,2**	**45,4**	**45,7**	**47,2**	**48,8**	**51,1**
industriel										
électricité	16,4	16,3	16,6	17,0	17,6	18,2	18,7	20,4	22,2	24,6
pétrole	5,4	5,7	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9	6,7	7,4	8,4
gaz naturel	17,3	16,7	16,7	17,2	18,1	18,9	19,5	20,1	20,0	20,6
charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
résidus de bois et liqueur de pâte	11,8	11,2	11,3	11,4	11,6	11,8	11,9	12,1	12,4	12,7
propane et butanes	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7
gaz naturel pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
total	**54,5**	**53,5**	**53,9**	**55,1**	**57,0**	**58,7**	**60,0**	**63,5**	**66,4**	**70,9**
non énergétique										
asphalte	3,3	3,6	3,2	3,0	2,8	2,7	2,7	2,7	2,9	3,2
lubrifiants et graisses	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
naphte	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
coke de pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane et butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**9,7**	**10,1**	**9,6**	**9,3**	**9,2**	**9,1**	**9,0**	**9,1**	**9,4**	**9,8**
transport										
essence pour moteur	47,6	45,1	43,0	42,0	41,6	41,3	41,1	40,2	39,3	40,0
carburant diesel	20,0	21,0	20,8	21,1	21,3	21,5	21,7	22,7	23,0	23,3
carburéacteur - total	6,4	7,5	7,4	7,6	7,6	7,6	7,6	7,4	7,0	6,6
essence d'aviation	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,4	1,7	1,9
total	**75,3**	**74,9**	**72,6**	**72,1**	**72,0**	**71,9**	**71,9**	**72,1**	**71,4**	**72,4**
utilisation finale globale										
électricité	53,6	53,2	53,9	54,7	55,6	56,5	57,3	60,3	63,6	68,2
pétrole	98,5	98,6	96,0	95,2	94,9	94,7	94,5	95,2	95,5	97,8
gaz naturel	75,7	73,1	74,4	75,3	76,4	77,4	78,2	80,2	81,1	83,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
vapeur	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
résidus de bois et liqueur de pâte	11,8	11,2	11,3	11,4	11,6	11,8	11,9	12,1	12,4	12,7
autres	4,2	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	5,0	5,3	5,8
total	**249,1**	**245,4**	**245,0**	**245,9**	**247,9**	**249,9**	**251,6**	**258,0**	**263,0**	**273,2**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-5 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions
Saskatchewan

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	14,6	14,2	14,0	14,0	14,1	14,1	14,1	14,3	14,6	15,2
pétrole	26,6	25,4	25,6	25,7	25,7	25,6	25,5	25,2	25,4	25,8
gaz naturel	38,8	39,0	39,7	39,7	39,8	40,0	40,1	40,9	41,0	42,1
propane et butanes	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
bois	1,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,7
autres	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
total	**82,7**	**81,9**	**82,5**	**82,7**	**82,8**	**82,9**	**83,0**	**83,6**	**84,2**	**86,4**
commercial										
électricité	13,5	13,2	13,6	13,6	13,6	13,6	13,7	14,2	14,7	15,4
pétrole	1,7	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
gaz naturel	23,0	23,2	23,8	23,8	23,9	23,9	24,0	24,8	25,6	26,7
propane et butanes	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**39,3**	**39,0**	**40,1**	**40,1**	**40,1**	**40,2**	**40,4**	**41,6**	**43,0**	**44,9**
industriel										
électricité	12,7	12,5	12,7	13,0	14,2	14,4	14,6	14,9	15,5	16,8
pétrole	10,1	8,3	8,6	8,5	8,7	8,8	8,8	9,1	9,7	10,5
gaz naturel	36,1	36,3	36,4	37,0	40,0	40,6	41,1	41,3	41,1	43,1
charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,9	3,6	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,0	4,0
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
résidus de bois et liqueur de pâte	3,3	3,1	3,1	3,1	4,2	4,2	4,2	4,0	3,8	3,6
propane et butanes	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4
gaz naturel pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
total	**67,1**	**65,0**	**65,5**	**66,3**	**71,9**	**73,1**	**73,8**	**74,6**	**75,5**	**79,6**
non énergétique										
asphalte	9,2	8,7	9,1	9,2	9,5	9,7	9,9	10,6	11,3	12,4
lubrifiants et graisses	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,3	2,5
naphte	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
coke de pétrole	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,4	1,6
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane et butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**11,9**	**11,6**	**12,0**	**26,7**	**27,0**	**27,3**	**27,5**	**28,6**	**29,6**	**31,1**
transport										
essence pour moteur	59,7	55,9	52,5	49,9	48,3	46,9	45,7	42,5	41,0	41,6
carburant diesel	16,7	16,5	16,3	16,6	17,0	17,3	17,7	19,3	20,1	20,6
carburéacteur - total	3,3	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
essence d'aviation	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,2	1,5	1,8
total	**80,7**	**76,3**	**72,9**	**70,8**	**69,5**	**68,5**	**67,7**	**66,5**	**66,0**	**67,4**
utilisation finale globale										
électricité	40,8	39,9	40,2	40,6	41,8	42,1	42,4	43,4	44,9	47,4
pétrole	130,3	122,5	120,0	118,0	117,3	116,5	115,8	115,4	116,4	120,3
gaz naturel	97,9	98,5	99,9	115,0	118,1	119,0	119,7	121,4	122,2	126,6
charbon, coke et gaz de cokéfaction	4,0	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,0	4,0	4,1
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	1,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,7
résidus de bois et liqueur de pâte	3,3	3,1	3,1	3,1	4,2	4,2	4,2	4,0	3,8	3,6
autres	4,3	4,3	4,4	4,4	4,5	4,5	4,6	4,9	5,3	5,7
total	**281,7**	**273,8**	**273,0**	**286,6**	**291,4**	**292,0**	**292,4**	**294,9**	**298,3**	**309,3**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-5 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

Alberta

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	26,8	27,0	27,1	27,2	27,3	27,4	27,5	28,1	29,6	31,6
pétrole	20,9	20,8	20,9	21,0	21,0	21,0	20,9	21,0	21,6	22,4
gaz naturel	139,2	135,0	140,9	140,7	140,9	141,3	141,8	144,1	146,4	151,5
propane et butanes	4,9	4,8	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,5
bois	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
autres	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
total	**195,1**	**190,8**	**197,1**	**197,0**	**197,3**	**197,8**	**198,2**	**201,2**	**205,6**	**213,7**
commercial										
électricité	37,8	38,1	41,3	42,0	42,6	43,1	43,7	45,9	48,6	51,2
pétrole	3,4	3,4	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	4,1	4,2
gaz naturel	76,2	73,9	79,9	81,4	82,5	83,5	84,5	88,3	92,8	97,0
propane et butanes	4,6	4,5	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,8	4,7
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**122,1**	**119,9**	**129,7**	**132,0**	**133,8**	**135,3**	**136,9**	**143,0**	**150,3**	**157,1**
industriel										
électricité	67,3	67,8	69,8	70,3	73,1	75,5	78,1	89,5	98,6	105,2
pétrole	44,7	47,0	48,1	50,0	53,0	55,0	57,0	62,8	72,6	79,6
gaz naturel	229,3	217,2	223,0	229,0	241,2	250,6	260,6	282,2	299,6	311,5
charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
résidus de bois et liqueur de pâte	15,6	20,2	22,1	24,2	26,2	26,3	26,3	26,8	26,2	25,7
propane et butanes	6,5	6,3	6,4	6,5	6,8	7,0	7,2	7,6	8,3	8,9
gaz naturel pour le bitume	73,2	76,9	80,1	83,4	86,6	89,8	93,0	149,0	160,0	170,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,0	170,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**436,6**	**435,5**	**449,6**	**463,4**	**486,8**	**504,2**	**522,2**	**617,9**	**753,4**	**870,9**
non énergétique										
asphalte	22,8	24,6	25,7	26,3	27,3	28,1	28,8	31,2	34,4	37,3
lubrifiants et graisses	4,1	4,3	4,5	4,6	4,7	4,9	5,0	5,4	5,9	6,3
naphte	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1
coke de pétrole	4,3	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,7	6,4	7,3
gaz naturel	114,7	106,7	119,4	121,8	124,2	126,7	129,2	142,7	157,5	173,9
pétrole	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
propane et butanes	3,4	3,4	3,4	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
éthane	104,7	104,4	104,4	104,4	104,4	104,4	139,5	157,0	157,0	157,0
autres produits pétroliers	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,5	6,5
total	**271,0**	**264,9**	**279,0**	**301,3**	**305,0**	**308,6**	**347,2**	**381,8**	**401,2**	**421,8**
transport										
essence pour moteur	158,5	153,0	148,6	146,6	145,8	145,7	146,0	147,8	150,0	152,0
carburant diesel	69,9	69,1	68,4	69,3	70,5	71,7	72,9	76,6	78,9	81,3
carburéacteur - total	24,7	24,2	24,3	25,0	25,4	25,6	25,8	26,6	26,8	27,6
essence d'aviation	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	8,3	8,3	8,5	8,6	8,8	8,9	9,1	9,9	10,7	11,5
total	**261,9**	**255,1**	**250,2**	**250,0**	**251,0**	**252,4**	**254,2**	**261,4**	**266,9**	**272,8**
utilisation finale globale										
électricité	132,1	133,2	138,4	139,7	143,3	146,3	149,5	163,8	177,3	188,6
pétrole	370,7	368,3	366,1	368,6	373,8	378,2	382,7	398,8	418,5	435,8
gaz naturel	633,5	610,5	644,2	657,1	676,5	693,1	710,4	808,1	858,7	906,9
charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	88,5	170,4
vapeur	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
bois	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
résidus de bois et liqueur de pâte	15,6	20,2	22,1	24,2	26,2	26,3	26,3	26,8	26,2	25,7
autres	131,6	131,0	131,6	150,9	151,2	151,5	186,8	204,9	205,9	206,7
total	**1286,7**	**1266,2**	**1305,6**	**1343,6**	**1373,9**	**1398,3**	**1458,8**	**1605,2**	**1777,3**	**1936,3**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-5 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions
Colombie - Britannique et Territoires

(pétajoules)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
électricité	44,2	45,2	46,1	46,6	47,1	47,3	47,7	49,5	52,5	56,2
pétrole	17,2	16,1	16,3	16,2	16,0	15,8	15,5	14,3	13,7	13,0
gaz naturel	76,6	79,3	82,4	83,3	84,3	85,3	86,5	92,3	94,9	97,1
propane et butanes	2,0	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2
bois	9,7	8,9	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,6	9,8	10,1
autres	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
total	**150,0**	**151,6**	**156,0**	**157,4**	**158,8**	**159,9**	**161,2**	**168,0**	**173,3**	**178,8**
commercial										
électricité	40,0	40,8	42,2	42,5	42,9	43,4	44,0	47,0	50,2	53,6
pétrole	15,0	14,3	14,7	14,6	14,5	14,4	14,4	14,2	13,9	13,7
gaz naturel	33,1	35,2	36,4	36,6	36,9	37,3	37,7	40,0	42,5	45,2
propane et butanes	4,1	3,9	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**92,2**	**94,4**	**97,4**	**97,7**	**98,2**	**99,1**	**100,1**	**105,2**	**110,7**	**116,4**
industriel										
électricité	99,4	101,5	103,4	107,2	110,4	113,8	116,7	129,7	143,9	151,8
pétrole	52,7	53,1	40,1	42,2	43,3	44,5	45,0	55,3	67,3	75,7
gaz naturel	96,3	98,7	113,3	111,5	113,0	115,0	117,1	109,3	109,2	113,1
charbon, coke et gaz de cokéfaction	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
résidus de bois et liqueur de pâte	193,2	194,2	189,9	189,5	189,7	192,4	194,5	196,7	199,5	203,6
propane et butanes	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	3,0	3,1
gaz naturel pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon pour le bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5
total	**449,0**	**454,8**	**454,1**	**457,9**	**464,0**	**473,5**	**481,3**	**499,2**	**528,6**	**553,3**
non énergétique										
asphalte	10,5	11,6	12,5	13,1	13,7	14,2	14,6	16,3	18,1	20,0
lubrifiants et graisses	4,3	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,4	5,9	6,5
naphte	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9
coke de pétrole	4,2	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,9	5,3	5,7
gaz naturel	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7
pétrole	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
propane et butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9
total	**39,9**	**41,2**	**42,3**	**43,0**	**43,8**	**44,5**	**45,1**	**47,7**	**50,7**	**53,8**
transport										
essence pour moteur	132,6	130,6	129,0	129,0	129,7	130,6	131,4	135,1	138,1	141,3
carburant diesel	72,5	71,6	71,8	73,1	74,4	75,6	76,7	80,8	83,7	86,9
carburéacteur - total	36,8	36,5	36,9	38,5	39,5	40,3	41,0	44,8	48,0	52,5
essence d'aviation	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
mazout lourd	16,7	17,4	18,0	18,9	19,6	20,2	20,6	21,7	22,0	22,8
autres	6,2	6,2	6,5	6,8	7,0	7,3	7,6	9,0	10,4	11,8
total	**266,3**	**263,8**	**263,6**	**267,8**	**271,6**	**275,4**	**278,8**	**292,8**	**303,6**	**316,8**
utilisation finale globale										
électricité	183,9	187,8	192,0	196,7	200,7	204,9	208,7	226,5	247,0	262,1
pétrole	366,2	363,6	351,8	358,3	363,4	368,5	372,5	396,6	420,0	442,4
gaz naturel	225,6	232,6	251,8	251,3	254,2	257,9	261,7	263,0	269,1	278,8
charbon, coke et gaz de cokéfaction	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	9,7	8,9	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,6	9,8	10,1
résidus de bois et liqueur de pâte	193,2	194,2	189,9	189,5	189,7	192,4	194,5	196,7	199,5	203,6
autres	14,1	13,9	14,1	14,2	14,3	14,5	14,6	15,2	15,9	16,6
total	**997,4**	**1005,7**	**1013,4**	**1023,9**	**1036,4**	**1052,3**	**1066,5**	**1113,0**	**1166,8**	**1219,1**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A4-6

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Provinces de l'Atlantique

(pétajoules)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
Terre-Neuve										
électricité	35,0	35,7	36,8	37,8	39,1	40,6	41,8	48,7	51,4	52,6
produits pétroliers	85,3	82,0	80,2	82,2	85,1	89,3	90,3	95,6	99,3	100,8
autres	23,4	22,4	21,8	22,4	23,2	24,7	25,6	26,9	28,5	27,6
total	**143,7**	**140,1**	**138,8**	**142,4**	**147,4**	**154,6**	**157,7**	**171,2**	**179,2**	**181,0**
Île-du-Prince-Édouard										
électricité	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	3,1	3,4	3,7
produits pétroliers	17,3	16,9	17,3	17,6	17,6	16,9	16,8	16,3	16,2	16,7
autres	4,0	4,0	4,3	4,2	4,2	3,8	3,8	3,9	3,9	3,8
total	**23,6**	**23,3**	**24,1**	**24,4**	**24,4**	**23,4**	**23,4**	**23,3**	**23,5**	**24,2**
Nouvelle-Écosse										
électricité	29,7	31,1	31,6	32,1	32,6	33,2	33,7	36,4	38,4	40,7
produits pétroliers	133,1	132,8	132,0	131,6	131,7	134,2	134,3	138,0	140,0	143,3
autres	30,2	29,8	29,0	28,3	27,7	28,9	29,8	27,4	27,1	29,0
total	**193,0**	**193,7**	**192,6**	**192,0**	**192,0**	**196,3**	**197,8**	**201,8**	**205,5**	**213,0**
Nouveau-Brunswick										
électricité	44,7	46,5	47,7	48,4	49,4	50,4	51,1	57,0	60,2	62,4
produits pétroliers	102,9	101,0	105,2	106,4	106,9	103,6	104,1	108,4	111,3	113,6
autres	28,1	27,4	29,0	29,2	28,9	27,3	26,3	24,1	24,3	26,1
total	**175,7**	**174,9**	**181,9**	**184,0**	**185,2**	**181,3**	**181,5**	**189,5**	**195,8**	**202,1**

Nota: 1989 est la dèrniére année de données historiques.

Tableau A4-7
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Canada

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	5,4	5,5	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
essence pour moteur	1147,9	1120,5	1102,6	1101,3	1101,3	1103,4	1107,1	1131,2	1155,8	1177,6
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	162,0	153,8	155,3	161,7	165,7	168,8	171,6	186,5	198,6	215,8
- naphte (carburéacteur B)	24,6	25,4	25,1	25,7	25,8	25,7	25,6	25,0	23,7	22,6
- total	186,6	179,1	180,5	187,4	191,5	194,5	197,2	211,6	222,3	238,4
mazout léger et kérosène	296,2	290,2	294,4	287,5	281,5	276,1	271,2	242,8	226,6	218,8
carburant diesel	671,0	667,3	674,0	684,4	695,9	706,1	715,3	752,3	786,3	818,7
mazout lourd	448,8	424,7	375,8	377,9	390,5	402,5	386,4	436,1	547,0	746,4
asphalte	129,2	133,0	135,7	137,7	141,5	145,3	148,8	163,6	181,1	200,6
lubrifiants et graisses	36,7	38,1	38,4	38,9	39,5	40,2	41,0	45,3	50,1	55,4
charge d'alimentation pétrochimique	120,7	121,7	123,8	126,0	128,2	130,4	132,7	144,8	158,2	173,0
GPL des raffineries	63,4	65,1	64,8	65,4	66,2	67,0	67,7	71,1	75,9	82,3
autres produits	286,8	282,9	282,9	287,0	292,7	298,0	302,3	325,4	354,0	389,2
total des produits pétroliers [a]	**3392,8**	**3328,1**	**3278,3**	**3299,0**	**3334,2**	**3369,0**	**3375,3**	**3529,6**	**3762,4**	**4105,8**

Provinces de l'Atlantique

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
essence pour moteur	99,2	97,3	96,2	96,4	96,6	96,9	97,1	98,0	99,0	99,9
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	15,4	14,7	14,8	15,5	15,9	16,2	16,4	17,9	19,1	20,8
- naphte (carburéacteur B)	4,8	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4	6,3	5,9	5,7
- total	20,3	21,0	21,1	21,9	22,3	22,6	22,8	24,2	25,0	26,5
mazout léger et kérosène	76,7	78,7	79,6	78,9	79,0	79,7	80,7	76,7	76,7	77,8
carburant diesel	67,4	66,7	68,7	70,3	72,1	73,5	74,4	79,8	82,7	85,4
mazout lourd	196,4	162,3	152,5	148,2	153,0	153,7	130,5	129,5	140,9	164,3
asphalte	12,8	12,7	13,6	14,1	14,7	15,1	15,4	17,1	18,7	20,1
lubrifiants et graisses	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,9	3,1	3,3
charge d'alimentation pétrochimique	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
GPL des raffineries	5,7	7,9	8,1	8,3	8,4	8,6	8,6	9,0	9,5	10,0
autres produits	24,2	22,1	21,7	21,7	22,1	22,3	21,4	21,5	22,4	23,7
total des produits pétroliers [a]	**510,7**	**476,7**	**469,5**	**467,6**	**476,2**	**480,3**	**459,1**	**464,1**	**483,5**	**516,6**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(pétajoules)

Québec

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
essence pour moteur	252,0	245,8	242,8	242,9	243,2	243,9	245,1	250,4	253,5	256,5
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	34,6	31,4	31,7	33,1	33,9	34,6	35,2	38,4	41,0	44,8
- naphte (carburéacteur B)	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,4	2,3
- total	37,3	34,0	34,3	35,7	36,6	37,2	37,8	41,0	43,5	47,1
mazout léger et kérosène	97,5	93,2	94,4	91,2	87,9	84,6	81,2	67,9	58,3	56,8
carburant diesel	125,2	123,0	126,5	128,6	130,5	132,4	134,1	139,8	145,4	151,8
mazout lourd	104,7	115,7	100,4	103,0	106,8	114,3	118,4	140,1	168,4	208,9
asphalte	32,8	33,3	34,9	36,1	37,5	38,9	40,1	44,6	49,3	54,8
lubrifiants et graisses	6,1	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3	6,8	7,5	8,3
charge d'alimentation pétrochimique	15,5	15,7	16,0	16,3	16,7	17,0	17,3	19,1	21,1	23,3
GPL des raffineries	8,8	8,8	8,7	8,8	8,9	9,0	9,1	9,6	10,2	11,0
autres produits	63,2	63,6	63,8	64,9	66,0	67,4	68,6	74,6	81,6	90,1
total des produits pétroliers [a]	**743,9**	**740,3**	**728,8**	**734,5**	**741,2**	**751,6**	**758,8**	**794,6**	**839,6**	**909,5**

Ontario

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
essence pour moteur	429,2	423,7	421,3	425,4	427,0	429,1	431,8	448,2	465,7	477,2
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	54,7	50,2	50,8	53,0	54,4	55,5	56,5	61,9	66,4	72,7
- naphte (carburéacteur B)	3,0	2,7	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,5	2,4
- total	57,7	52,9	53,5	55,7	57,1	58,2	59,2	64,5	68,9	75,1
mazout léger et kérosène	83,4	83,3	85,1	82,5	80,1	77,9	75,9	67,3	60,5	53,9
carburant diesel	173,7	174,8	176,0	179,2	182,1	185,0	187,6	199,3	210,5	223,1
mazout lourd	95,7	94,6	83,1	83,3	85,6	88,1	90,6	109,0	168,9	293,1
asphalte	37,9	38,5	36,8	36,0	36,1	36,6	37,3	41,2	46,4	52,7
lubrifiants et graisses	16,8	17,4	17,6	17,8	18,1	18,5	19,0	21,3	23,9	26,9
charge d'alimentation pétrochimique	89,1	90,0	91,8	93,6	95,5	97,4	99,3	109,7	121,1	133,7
GPL des raffineries	22,7	22,5	22,3	22,5	22,7	22,9	23,2	24,6	26,9	30,6
autres produits	92,1	88,3	88,0	89,0	90,2	91,4	92,7	99,2	108,7	123,4
total des produits pétroliers [a]	**1099,5**	**1087,5**	**1076,9**	**1086,6**	**1096,0**	**1106,8**	**1118,1**	**1185,8**	**1302,9**	**1491,2**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-7 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Manitoba

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
essence pour moteur	47,6	45,1	43,0	42,0	41,6	41,3	41,1	40,2	39,3	40,0
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	4,9	6,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,0	5,7	5,4
- naphte (carburéacteur B)	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2
- total	6,4	7,5	7,4	7,6	7,6	7,6	7,6	7,4	7,0	6,6
mazout léger et kérosène	4,1	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,7	2,7	2,8
carburant diesel	33,1	35,1	34,6	35,0	35,3	35,5	35,7	37,3	37,8	38,5
mazout lourd	2,1	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	3,1	3,8	4,5
asphalte	3,3	3,6	3,2	3,0	2,8	2,7	2,7	2,7	2,9	3,2
lubrifiants et graisses	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL des raffineries	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
total des produits pétroliers [a]	**99,1**	**99,2**	**96,3**	**95,5**	**95,2**	**94,9**	**94,8**	**95,5**	**95,8**	**98,1**

Saskatchewan

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
essence pour moteur	59,7	55,9	52,5	49,9	48,3	46,9	45,7	42,5	41,0	41,6
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	2,0	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
- naphte (carburéacteur B)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1
- total	3,3	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
mazout léger et kérosène	4,8	4,1	4,0	3,9	3,7	3,6	3,5	2,9	2,9	2,9
carburant diesel	47,4	46,2	46,4	46,7	47,2	47,6	48,0	50,0	50,9	52,2
mazout lourd	3,2	1,8	2,1	2,2	2,4	2,5	2,5	2,7	3,3	3,8
asphalte	9,2	8,7	9,1	9,2	9,5	9,7	9,9	10,6	11,3	12,4
lubrifiants et graisses	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,3	2,5
charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL des raffineries	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,3
autres produits	6,0	5,7	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,9	6,3
total des produits pétroliers [a]	**137,9**	**129,6**	**127,0**	**124,9**	**124,2**	**123,4**	**122,6**	**122,2**	**123,4**	**127,4**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-7 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Alberta

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
essence pour moteur	129,3	123,8	119,4	117,4	116,6	116,5	116,7	118,6	120,8	122,7
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	18,5	18,1	18,2	18,8	19,1	19,4	19,6	20,5	21,1	22,1
- naphte (carburéacteur B)	6,2	6,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,0	5,7	5,5
- total	24,7	24,2	24,3	25,0	25,4	25,6	25,8	26,6	26,8	27,6
mazout léger et kérosène	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,2	3,7	4,0
carburant diesel	112,2	111,2	112,2	113,3	115,4	117,1	118,9	122,9	126,9	130,5
mazout lourd	1,1	1,3	0,7	1,3	1,5	1,5	1,3	1,2	3,4	4,4
asphalte	22,8	24,6	25,7	26,3	27,3	28,1	28,8	31,2	34,4	37,3
lubrifiants et graisses	4,1	4,3	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,5	5,9	6,4
charge d'alimentation pétrochimique	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
GPL des raffineries	18,9	18,8	18,7	18,8	19,1	19,3	19,5	20,3	21,4	22,2
autres produits	76,5	78,8	80,0	81,5	84,2	86,4	88,7	97,2	106,4	114,9
total des produits pétroliers [a]	**403,1**	**400,5**	**398,9**	**401,9**	**407,9**	**413,0**	**418,3**	**437,0**	**460,1**	**480,3**

Colombie-Britannique et Territoires

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
essence d'aviation	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
essence pour moteur	130,9	128,9	127,3	127,4	128,0	128,9	129,8	133,4	136,4	139,6
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	31,8	31,5	32,0	33,4	34,4	35,2	35,9	39,9	43,3	48,0
- naphte (carburéacteur B)	5,0	5,0	4,9	5,0	5,1	5,1	5,0	4,9	4,7	4,5
- total	36,8	36,5	36,9	38,5	39,5	40,3	41,0	44,8	48,0	52,5
mazout léger et kérosène	26,5	24,7	25,0	24,7	24,4	24,0	23,7	22,1	21,7	20,6
carburant diesel	112,0	110,3	109,7	111,4	113,3	115,1	116,7	123,1	131,9	137,1
mazout lourd	45,5	46,3	34,2	37,0	38,3	39,6	40,4	50,5	58,2	67,4
asphalte	10,5	11,6	12,5	13,1	13,7	14,2	14,6	16,3	18,1	20,0
lubrifiants et graisses	4,3	4,5	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,4	6,0	6,5
charge d'alimentation pétrochimique	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
GPL des raffineries	5,1	5,0	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,5	5,8	6,1
autres produits	24,2	24,1	23,6	24,0	24,3	24,7	25,0	26,8	28,6	30,4
total des produits pétroliers [a]	**398,5**	**394,3**	**380,9**	**388,0**	**393,6**	**399,1**	**403,6**	**430,2**	**457,1**	**482,7**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

[a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Annexe 5

Tableau A5-1

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(gigawatts)

Canada
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	17,0	17,3	17,5	17,8	17,9	18,4	18,9	18,8	18,9	20,0
mazout	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,4	5,5	5,5	5,5	5,7
gaz	2,6	2,5	2,8	3,0	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3	4,5
autres	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	2,4	2,4	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,9	4,6	5,4
combustion interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
nucléaire	11,2	12,5	13,9	15,3	15,3	15,3	15,3	14,5	13,9	16,6
hydroélectricité/réserve pompée	57,5	58,0	59,5	60,8	61,4	63,0	64,0	66,7	74,2	79,0
puissance installée totale	**97,2**	**99,4**	**103,2**	**106,6**	**107,7**	**110,1**	**111,9**	**114,8**	**122,8**	**132,7**
achats [a]	6,5	6,5	6,9	6,9	6,9	6,8	6,7	8,1	10,4	10,4
puissance disponible	103,7	106,0	110,1	113,5	114,6	116,9	118,5	123,0	133,2	143,0
ventes (exportation)	6,2	6,4	6,6	6,8	6,9	6,9	7,3	8,8	11,7	11,7
demande de pointe intérieure	83,0	81,6	83,1	84,1	85,2	86,5	87,3	92,9	99,9	107,5
pointe du réseau	89,1	88,0	89,7	90,9	92,1	93,3	94,6	101,7	111,6	119,2
puissance restante	14,6	17,9	20,5	22,6	22,4	23,6	23,9	21,2	21,6	23,8
% de pointe du réseau	16,4	20,4	22,8	24,9	24,3	25,3	25,3	20,9	19,3	20,0

(mégawatts)

Terre-Neuve
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	675,0	675,0	675,0	675,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	122,0	122,0	122,0	122,0	172,0	272,0	272,0	372,0	372,0	372,0
combustion interne	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	6295,0	6295,0	6295,0	6295,0	6295,0	6295,0	6295,0	7427,0	8559,0	8559,0
puissance installée totale	**7014,0**	**7014,0**	**7014,0**	**7014,0**	**7064,0**	**7164,0**	**7314,0**	**8546,0**	**9678,0**	**9678,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	7014,0	7014,0	7014,0	7014,0	7064,0	7164,0	7314,0	8546,0	9678,0	9678,0
ventes (exportation)	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4982,0	6114,0	6114,0
demande de pointe intérieure	1981,0	2032,0	2071,0	2093,0	2150,0	2241,0	2295,0	2713,0	2937,0	3148,0
pointe du réseau	6681,0	6732,0	6771,0	6793,0	6850,0	6941,0	6995,0	7695,0	9051,0	9262,0
puissance restante	333,0	282,0	243,0	221,0	214,0	223,0	319,0	851,0	627,0	416,0
% de pointe du réseau	5,0	4,2	3,6	3,3	3,1	3,2	4,6	11,1	6,9	4,5

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) **Nouvelle-Écosse**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	1013,0	1013,0	1163,0	1163,0	1328,0	1328,0	1328,0	1328,0	1328,0	1493,0
mazout	526,0	526,0	529,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	69,0	69,0	69,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	255,0
combustion interne	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0
puissance installée totale	**2151,0**	**2151,0**	**2303,0**	**2330,0**	**2495,0**	**2495,0**	**2495,0**	**2545,0**	**2545,0**	**2760,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	2151,0	2151,0	2303,0	2330,0	2495,0	2495,0	2495,0	2545,0	2545,0	2760,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	1696,0	1750,0	1772,0	1804,0	1813,0	1846,0	1867,0	1933,0	2015,0	2172,0
pointe du réseau	1696,0	1750,0	1772,0	1804,0	1813,0	1846,0	1867,0	1933,0	2015,0	2172,0
puissance restante	455,0	401,0	531,0	526,0	682,0	649,0	628,0	612,0	530,0	588,0
% de pointe du réseau	26,8	22,9	30,0	29,2	37,6	35,2	33,6	31,7	26,3	27,1

(mégawatts) **Île-du-Prince-Édouard**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	66,0	66,0	66,0	63,0	63,0	63,0	63,0	56,0	39,0	20,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	59,0	89,0	129,0
combustion interne	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance installée totale	**112,0**	**112,0**	**112,0**	**109,0**	**109,0**	**109,0**	**109,0**	**122,0**	**135,0**	**156,0**
achats [a]	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	50,0	50,0	50,0	50,0
puissance disponible	182,0	182,0	182,0	179,0	179,0	179,0	159,0	172,0	185,0	206,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	134,0	139,0	143,0	146,0	149,0	152,0	137,0	153,0	171,0	191,0
pointe du réseau	134,0	139,0	143,0	146,0	149,0	152,0	137,0	153,0	171,0	191,0
puissance restante	48,0	43,0	39,0	33,0	30,0	27,0	22,0	19,0	14,0	15,0
% de pointe du réseau	35,8	30,9	27,3	22,6	20,1	17,8	16,1	12,4	8,2	7,9

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Nouveau-Brunswick
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	284,0	284,0	284,0	284,0	284,0	797,0	827,0	827,0	827,0	1267,0
mazout	1449,0	1449,0	1449,0	1471,0	1471,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	63,0	63,0	63,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	22,0	22,0	422,0	522,0	522,0	522,0	522,0	522,0	522,0	672,0
combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
nucléaire	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0
hydroélectricité/réserve pompée	928,0	928,0	928,0	928,0	928,0	928,0	928,0	928,0	928,0	928,0
puissance installée totale	**3382,0**	**3382,0**	**3782,0**	**3906,0**	**3906,0**	**4316,0**	**4346,0**	**4346,0**	**4346,0**	**4936,0**
achats [a]	350,0	350,0	350,0	350,0	300,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	3732,0	3732,0	4132,0	4256,0	4206,0	4566,0	4346,0	4346,0	4346,0	4936,0
ventes (exportation)	387,0	327,0	727,0	727,0	727,0	727,0	677,0	577,0	477,0	477,0
demande de pointe intérieure	2439,0	2543,0	2579,0	2597,0	2638,0	2686,0	2681,0	2928,0	3109,0	3284,0
pointe du réseau	2826,0	2870,0	3306,0	3324,0	3365,0	3413,0	3358,0	3505,0	3586,0	3761,0
puissance restante	906,0	862,0	826,0	932,0	841,0	1153,0	988,0	841,0	760,0	1175,0
% de pointe du réseau	32,1	30,0	25,0	28,0	25,0	33,8	29,4	24,0	21,2	31,2

(mégawatts)

Atlantique
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	1297,0	1297,0	1447,0	1447,0	1612,0	2125,0	2155,0	2155,0	2155,0	2760,0
mazout	2566,0	2566,0	2569,0	2615,0	2615,0	2512,0	2662,0	2655,0	2638,0	2619,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	87,0	87,0	87,0	89,0	89,0	89,0	89,0	139,0	139,0	139,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	388,0	388,0	788,0	888,0	938,0	1038,0	1038,0	1158,0	1188,0	1428,0
combustion interne	77,0	77,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0
nucléaire	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0
hydroélectricité/réserve pompée	7609,0	7609,0	7609,0	7609,0	7609,0	7609,0	7609,0	8741,0	9873,0	9873,0
puissance installée totale	**12659,0**	**12659,0**	**13211,0**	**13359,0**	**13574,0**	**14084,0**	**14264,0**	**15559,0**	**16704,0**	**17530,0**
achats [a]	420,0	420,0	420,0	420,0	370,0	320,0	50,0	50,0	50,0	50,0
puissance disponible	13079,0	13079,0	13631,0	13779,0	13944,0	14404,0	14314,0	15609,0	16754,0	17580,0
ventes (exportation)	5087,0	5027,0	5427,0	5427,0	5427,0	5427,0	5377,0	5559,0	6591,0	6591,0
demande de pointe intérieure	6250,0	6464,0	6565,0	6640,0	6750,0	6925,0	6980,0	7727,0	8232,0	8795,0
pointe du réseau	11337,0	11491,0	11992,0	12067,0	12177,0	12352,0	12357,0	13286,0	14823,0	15386,0
puissance restante	1742,0	1588,0	1639,0	1712,0	1767,0	2052,0	1957,0	2323,0	1931,0	2194,0
% de pointe du réseau	15,4	13,8	13,7	14,2	14,5	16,6	15,8	17,5	13,0	14,3

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) **Québec**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	615,0	615,0	615,0	465,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0
gaz	7,0	7,0	27,0	207,0	240,0	280,0	330,0	330,0	330,0	330,0
autres	10,0	10,0	10,0	10,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	741,0	741,0	741,0
combustion interne	62,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
nucléaire	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0
hydroélectricité/réserve pompée	26434,0	26544,0	27543,0	28494,0	29104,0	30578,0	31232,0	32072,0	35776,0	39352,0
puissance installée totale	**28254,0**	**28421,0**	**29440,0**	**30421,0**	**31089,0**	**32603,0**	**33307,0**	**34447,0**	**38151,0**	**41727,0**
achats [a]	5100,0	5100,0	5500,0	5500,0	5500,0	5500,0	5500,0	5782,0	6914,0	6914,0
puissance disponible	33354,0	33521,0	34940,0	35921,0	36589,0	38103,0	38807,0	40229,0	45065,0	48641,0
ventes (exportation)	795,0	852,0	768,0	721,0	671,0	621,0	1098,0	1506,0	2756,0	2756,0
demande de pointe intérieure	29606,0	29149,0	29629,0	29994,0	30457,0	30962,0	31487,0	33977,0	36881,0	39681,0
pointe du réseau	30401,0	30001,0	30397,0	30715,0	31128,0	31583,0	32585,0	35483,0	39637,0	42437,0
puissance restante	2953,0	3520,0	4543,0	5206,0	5461,0	6520,0	6222,0	4746,0	5428,0	6204,0
% de pointe du réseau	9,7	11,7	14,9	16,9	17,5	20,6	19,1	13,4	13,7	14,6

(mégawatts) **Ontario**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	8810,0	8810,0	8810,0	8810,0	8810,0	8810,0	8810,0	8910,0	8910,0	8910,0
mazout	2232,0	2232,0	2257,0	2282,0	2282,0	2302,0	2302,0	2302,0	2302,0	2476,0
gaz	292,0	325,0	496,0	582,0	668,0	741,0	820,0	1208,0	1452,0	1669,0
autres	63,0	75,0	120,0	138,0	146,0	154,0	164,0	164,0	164,0	164,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	833,0	833,0	833,0	833,0	833,0	852,0	852,0	852,0	1188,0	1628,0
combustion interne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	9909,0	11156,0	12552,0	13948,0	13948,0	13948,0	13948,0	13208,0	12597,0	15240,0
hydroélectricité/réserve pompée	7188,0	7207,0	7207,0	7207,0	7207,0	7207,0	7207,0	7207,0	8281,0	9039,0
puissance installée totale	**29327,0**	**30638,0**	**32275,0**	**33800,0**	**33894,0**	**34014,0**	**34103,0**	**33851,0**	**34894,0**	**39126,0**
achats [a]	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	456,0	1056,0	1056,0
puissance disponible	29383,0	30694,0	32331,0	33856,0	33950,0	34070,0	34159,0	34307,0	35950,0	40182,0
ventes (exportation)	47,0	92,0	47,0	47,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
demande de pointe intérieure	25315,0	24513,0	25032,0	25251,0	25542,0	25968,0	26378,0	27368,0	29349,0	32012,0
pointe du réseau	25362,0	24605,0	25079,0	25298,0	25544,0	25970,0	26380,0	27370,0	29351,0	32014,0
puissance restante	4021,0	6089,0	7252,0	8558,0	8406,0	8100,0	7779,0	6937,0	6599,0	8168,0
% de pointe du réseau	15,9	24,7	28,9	33,8	32,9	31,2	29,5	25,3	22,5	25,5

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Manitoba
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	237,0	105,0	0,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	39,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
autres	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
combustion interne	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	3498,0	3882,0	4394,0	4778,0	4778,0	4778,0	4778,0	5516,0	6008,0	6184,0
puissance installée totale	**3983,0**	**4332,0**	**4844,0**	**5228,0**	**5228,0**	**5228,0**	**5228,0**	**5834,0**	**6194,0**	**6265,0**
achats [a]	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	500,0	500,0	500,0
puissance disponible	4283,0	4632,0	5144,0	5528,0	5528,0	5528,0	5528,0	6334,0	6694,0	6765,0
ventes (exportation)	112,0	200,0	200,0	500,0	700,0	700,0	700,0	900,0	1500,0	1500,0
demande de pointe intérieure	3429,0	3235,0	3287,0	3374,0	3474,0	3520,0	3560,0	3720,0	3832,0	4075,0
pointe du réseau	3541,0	3435,0	3487,0	3874,0	4174,0	4220,0	4260,0	4620,0	5332,0	5575,0
puissance restante	742,0	1197,0	1657,0	1654,0	1354,0	1308,0	1268,0	1714,0	1362,0	1190,0
% de pointe du réseau	21,0	34,8	47,5	42,7	32,4	31,0	29,8	37,1	25,5	21,3

(mégawatts)

Saskatchewan
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	1559,0	1559,0	1559,0	1839,0	1839,0	1839,0	1839,0	1839,0	1839,0	2119,0
mazout	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
gaz	131,0	131,0	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0
autres	22,0	22,0	36,0	36,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0
combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	827,0	827,0	827,0	827,0	827,0	827,0	867,0	867,0	867,0	867,0
puissance installée totale	**2697,0**	**2697,0**	**2718,0**	**2998,0**	**3003,0**	**3003,0**	**3043,0**	**3043,0**	**3043,0**	**3323,0**
achats [a]	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
puissance disponible	2922,0	2922,0	2943,0	3223,0	3228,0	3228,0	3268,0	3268,0	3268,0	3548,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	2503,0	2467,0	2465,0	2447,0	2509,0	2521,0	2519,0	2560,0	2621,0	2735,0
pointe du réseau	2503,0	2467,0	2465,0	2447,0	2509,0	2521,0	2519,0	2560,0	2621,0	2735,0
puissance restante	419,0	455,0	478,0	776,0	719,0	707,0	749,0	708,0	647,0	813,0
% de pointe du réseau	16,7	18,4	19,4	31,7	28,7	28,0	29,7	27,7	24,7	29,7

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) **Alberta**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	4919,0	5302,0	5302,0	5302,0	5302,0	5302,0	5708,0	5652,0	5854,0	6229,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	1116,0	1089,0	1120,0	1111,0	1165,0	1179,0	1190,0	1048,0	1081,0	1114,0
autres	65,0	95,0	95,0	121,0	129,0	129,0	129,0	146,0	151,0	159,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	413,0	421,0	418,0	428,0	429,0	446,0	467,0	755,0	1087,0	1221,0
combustion interne	43,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	796,0	796,0	796,0	796,0	796,0	796,0	796,0	796,0	796,0	796,0
puissance installée totale	**7352,0**	**7744,0**	**7772,0**	**7799,0**	**7862,0**	**7893,0**	**8331,0**	**8438,0**	**9010,0**	**9560,0**
achats [a]	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	525,0	525,0	525,0	525,0
puissance disponible	7777,0	8169,0	8197,0	8224,0	8287,0	8318,0	8856,0	8963,0	9535,0	10085,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	6109,0	6172,0	6381,0	6427,0	6562,0	6676,0	6719,0	7215,0	7730,0	8157,0
pointe du réseau	6109,0	6172,0	6381,0	6427,0	6562,0	6676,0	6719,0	7215,0	7730,0	8157,0
puissance restante	1668,0	1997,0	1816,0	1797,0	1725,0	1642,0	2137,0	1748,0	1805,0	1928,0
% de pointe du réseau	27,3	32,4	28,5	28,0	26,3	24,6	31,8	24,2	23,4	23,6

(mégawatts) **Prairies**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	6847,0	7230,0	7230,0	7510,0	7510,0	7510,0	7916,0	7728,0	7798,0	8348,0
mazout	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
gaz	1286,0	1224,0	1262,0	1253,0	1307,0	1321,0	1332,0	1190,0	1223,0	1256,0
autres	110,0	140,0	154,0	180,0	193,0	193,0	193,0	210,0	215,0	223,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	574,0	582,0	579,0	589,0	590,0	607,0	628,0	916,0	1248,0	1382,0
combustion interne	73,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
nucléaire										
hydroélectricité/réserve pompée	5121,0	5505,0	6017,0	6401,0	6401,0	6401,0	6441,0	7179,0	7671,0	7847,0
puissance installée totale	**14032,0**	**14773,0**	**15334,0**	**16025,0**	**16093,0**	**16124,0**	**16602,0**	**17315,0**	**18247,0**	**19148,0**
achats [a]	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	1050,0	1250,0	1250,0	1250,0
puissance disponible	14982,0	15723,0	16284,0	16975,0	17043,0	17074,0	17652,0	18565,0	19497,0	20398,0
ventes (exportation)	112,0	200,0	200,0	500,0	700,0	700,0	700,0	900,0	1500,0	1500,0
demande de pointe intérieure	12041,0	11874,0	12133,0	12248,0	12545,0	12717,0	12798,0	13495,0	14183,0	14967,0
pointe du réseau	12153,0	12074,0	12333,0	12748,0	13245,0	13417,0	13498,0	14395,0	15683,0	16467,0
puissance restante	2829,0	3649,0	3951,0	4227,0	3798,0	3657,0	4154,0	4170,0	3814,0	3931,0
% de pointe du réseau	23,3	30,2	32,0	33,2	28,7	27,3	30,8	29,0	24,3	23,9

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Colombie-Britannique
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0
gaz	965,0	965,0	965,0	965,0	1013,0	1168,0	1218,0	1268,0	1268,0	1268,0
autres	365,0	365,0	365,0	365,0	422,0	422,0	422,0	422,0	422,0	422,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
combustion interne	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	10995,0	11001,0	11001,0	11001,0	11001,0	11051,0	11351,0	11351,0	12491,0	12766,0
puissance installée totale	**12646,0**	**12652,0**	**12652,0**	**12652,0**	**12757,0**	**12962,0**	**13312,0**	**13362,0**	**14502,0**	**14777,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	1100,0	1100,0
puissance disponible	12646,0	12652,0	12652,0	12652,0	12757,0	12962,0	13312,0	13962,0	15602,0	15877,0
ventes (exportation)	110,0	260,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	850,0	850,0	850,0
demande de pointe intérieure	9386,0	9205,0	9343,0	9533,0	9523,0	9474,0	9242,0	9893,0	10786,0	11534,0
pointe du réseau	9496,0	9465,0	9453,0	9643,0	9633,0	9584,0	9352,0	10743,0	11636,0	12384,0
puissance restante	3150,0	3187,0	3199,0	3009,0	3124,0	3378,0	3960,0	3219,0	3966,0	3493,0
% de pointe du réseau	33,2	33,7	33,8	31,2	32,4	35,2	42,3	30,0	34,1	28,2

(mégawatts)

Yukon
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	49,0	56,0	70,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
puissance installée totale	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**129,0**	**136,0**	**150,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	129,0	136,0	150,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	79,0	79,0	84,0	87,0	87,0	88,0	89,0	97,0	103,0	111,0
pointe du réseau	79,0	79,0	84,0	87,0	87,0	88,0	89,0	97,0	103,0	111,0
puissance restante	43,0	43,0	38,0	35,0	35,0	34,0	33,0	32,0	33,0	39,0
% de pointe du réseau	54,4	54,4	45,2	40,2	40,2	38,6	37,1	33,0	32,0	35,1

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) **Territoires du Nord-Ouest**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	20,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
combustion interne	118,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	124,0	138,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	43,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
puissance installée totale	**181,0**	**177,0**	**177,0**	**177,0**	**177,0**	**177,0**	**177,0**	**177,0**	**184,0**	**198,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	181,0	177,0	177,0	177,0	177,0	177,0	177,0	177,0	184,0	198,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	105,0	118,0	120,0	122,0	124,0	125,0	127,0	136,0	146,0	157,0
pointe du réseau	105,0	118,0	120,0	122,0	124,0	125,0	127,0	136,0	146,0	157,0
puissance restante	76,0	59,0	57,0	55,0	53,0	52,0	50,0	41,0	38,0	41,0
% de pointe du réseau	72,4	50,0	47,5	45,1	42,7	41,6	39,4	30,1	26,0	26,1

(mégawatts) **Colombie-Britannique, Yukon, Territoires du Nord-Ouest**
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0
gaz	965,0	965,0	965,0	965,0	1013,0	1168,0	1218,0	1268,0	1268,0	1268,0
autres	365,0	365,0	365,0	365,0	422,0	422,0	422,0	422,0	422,0	422,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	192,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0
combustion interne	241,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	247,0	261,0	289,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	11118,0	11122,0	11122,0	11122,0	11122,0	11172,0	11472,0	11472,0	12612,0	12887,0
puissance installée totale	**12949,0**	**12951,0**	**12951,0**	**12951,0**	**13056,0**	**13261,0**	**13611,0**	**13668,0**	**14822,0**	**15125,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	1100,0	1100,0
puissance disponible	12949,0	12951,0	12951,0	12951,0	13056,0	13261,0	13611,0	14268,0	15922,0	16225,0
ventes (exportation)	110,0	260,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	850,0	850,0	850,0
demande de pointe intérieure	9570,0	9402,0	9547,0	9742,0	9734,0	9687,0	9458,0	10126,0	11035,0	11802,0
pointe du réseau	9680,0	9662,0	9657,0	9852,0	9844,0	9797,0	9568,0	10976,0	11885,0	12652,0
puissance restante	3269,0	3289,0	3294,0	3099,0	3212,0	3464,0	4043,0	3292,0	4037,0	3573,0
% de pointe du réseau	33,8	34,0	34,1	31,5	32,6	35,4	42,3	30,0	34,0	28,2

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-2

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

térawattheures

Canada
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	38,5	32,5	24,6	23,1	23,6	26,4	33,0	47,3	59,9	63,7
-subbitumineux	35,9	34,5	39,4	40,5	40,9	41,2	41,2	43,8	45,5	48,3
-lignite	11,2	9,6	9,7	9,7	10,2	10,8	10,3	11,2	10,6	11,4
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	15,9	14,5	10,6	10,3	10,7	10,7	8,6	8,1	9,1	11,0
vapeur alimentée au gaz naturel	11,9	7,3	5,4	5,6	6,3	8,1	11,1	12,4	14,2	15,1
turbines à gaz										
-mazout léger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	0,3	1,2
-gaz naturel	3,0	3,0	2,6	2,7	2,7	2,8	3,0	3,8	4,7	5,2
combustion interne										
carburant diesel	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4
nucléaire	75,4	68,8	90,1	100,1	110,2	110,2	110,2	104,8	101,2	113,3
hydroélectricité	287,7	293,5	299,6	315,6	325,1	336,4	342,5	361,0	391,3	412,5
autres	3,2	2,4	2,9	3,1	3,6	3,8	4,0	4,3	4,4	4,4
production totale d'énergie	**483,8**	**467,1**	**486,2**	**511,9**	**534,4**	**551,6**	**565,4**	**598,1**	**642,4**	**687,5**
consommation tot. intérieure	**474,4**	**467,7**	**479,8**	**487,5**	**496,7**	**506,9**	**517,2**	**556,0**	**598,8**	**645,6**
exportations (nettes)	**9,6**	**-0,6**	**6,4**	**24,4**	**37,8**	**44,8**	**48,2**	**41,5**	**43,6**	**41,9**

gigawattheures

Terre-Neuve
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	44,0	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	2116,0	2178,0	1686,0	1808,0	2105,0	2457,0	2671,0	318,0	675,0	1127,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	5,0	35,0	60,0	66,0	83,0	150,0	244,0	0,0	0,0	16,0
-gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	49,0	3,0	73,0	74,0	79,0	80,0	73,0	55,0	55,0	55,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	32830,0	34782,0	40338,0	40338,0	40335,0	40329,0	40330,0	46010,0	51660,0	51660,0
autres	0,0	0,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
production totale d'énergie	**35044,0**	**37046,0**	**42190,0**	**42319,0**	**42635,0**	**43049,0**	**43351,0**	**46416,0**	**52423,0**	**52891,0**
consommation tot. intérieure	**10676,0**	**10882,0**	**11105,0**	**11234,0**	**11550,0**	**11964,0**	**12266,0**	**14175,0**	**15107,0**	**15806,0**
transferts interprovinciaux (net)	**24368,0**	**26164,0**	**31085,0**	**31085,0**	**31085,0**	**31085,0**	**31085,0**	**32241,0**	**37316,0**	**37085,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawattheures — **Nouvelle-Ecosse, scénario de référence**

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	5345,0	5207,0	6824,0	7430,0	7362,0	7893,0	7966,0	8575,0	8881,0	9821,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	8,0	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	2518,0	2691,0	1405,0	882,0	935,0	600,0	640,0	803,0	1080,0	1005,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	70,0	16,0	21,0	0,0	2,0	15,0	48,0	49,0
-gaz naturel	68,0	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	970,0	1150,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0
autres	41,0	104,0	143,0	146,0	279,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0
production totale d'énergie	**8950,0**	**9180,0**	**9544,0**	**9576,0**	**9699,0**	**9875,0**	**9990,0**	**10775,0**	**11391,0**	**12257,0**
consommation tot. intérieure	**9050,0**	**9429,0**	**9544,0**	**9576,0**	**9699,0**	**9875,0**	**9990,0**	**10775,0**	**11391,0**	**12257,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-100,0**	**-249,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

gigawattheures — **Ile-du-Prince-Edouard, scénario de référence**

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	98,0	82,0	103,0	108,0	102,0	107,0	209,0	215,0	201,0	135,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	5,0	4,0	2,0	3,0	4,0	5,0	12,0	22,0	43,0	115,0
-gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**106,0**	**86,0**	**105,0**	**111,0**	**106,0**	**112,0**	**221,0**	**238,0**	**244,0**	**250,0**
consommation tot. intérieure	**728,0**	**758,0**	**773,0**	**789,0**	**804,0**	**820,0**	**837,0**	**924,0**	**1020,0**	**1126,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-622,0**	**-672,0**	**-668,0**	**-678,0**	**-698,0**	**-708,0**	**-616,0**	**-686,0**	**-776,0**	**-876,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawattheures

Nouveau-Brunswick
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	1864,0	1433,0	2016,0	2016,0	2016,0	2016,0	5893,0	5893,0	5893,0	5893,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	7729,0	6111,0	6494,0	6544,0	6583,0	6581,0	4154,0	5825,0	5822,0	7059,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	1,0	1,0	13,0	28,0	17,0	100,0	191,0	350,0
-gaz naturel	9,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	5269,0	5338,0	4727,0	4727,0	4727,0	4727,0	4728,0	4728,0	4728,0	4728,0
hydroélectricité	2409,0	3483,0	2791,0	2791,0	2791,0	2791,0	2791,0	2791,0	2791,0	2791,0
autres	275,0	289,0	277,0	280,0	286,0	289,0	289,0	289,0	289,0	289,0
production totale d'énergie	**17564,0**	**16656,0**	**16306,0**	**16359,0**	**16416,0**	**16432,0**	**17872,0**	**19626,0**	**19714,0**	**21110,0**
consommation tot. intérieure	**13566,0**	**14079,0**	**14294,0**	**14327,0**	**14564,0**	**14840,0**	**15025,0**	**16670,0**	**17716,0**	**18732,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-293,0**	**-622,0**	**-1331,0**	**-1621,0**	**-1801,0**	**-2361,0**	**-1883,0**	**687,0**	**467,0**	**872,0**
exportations (nettes)	**4291,0**	**3199,0**	**3343,0**	**3653,0**	**3653,0**	**3953,0**	**4730,0**	**2269,0**	**1531,0**	**1506,0**

gigawattheures

Atlantique
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	7209,0	6640,0	8840,0	9446,0	9378,0	9909,0	13859,0	14468,0	14774,0	15714,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	61,0	57,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	12461,0	11062,0	9688,0	9342,0	9725,0	9745,0	7674,0	7161,0	7778,0	9326,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	10,0	39,0	133,0	86,0	121,0	183,0	275,0	137,0	282,0	530,0
-gaz naturel										
combustion interne										
carburant diesel	52,0	3,0	73,0	74,0	79,0	80,0	73,0	56,0	55,0	55,0
nucléaire	5269,0	5338,0	4727,0	4727,0	4727,0	4727,0	4728,0	4728,0	4728,0	4728,0
hydroélectricité	36209,0	39415,0	44231,0	44231,0	44228,0	44222,0	44223,0	49903,0	55553,0	55553,0
autres	316,0	393,0	453,0	459,0	598,0	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0
production totale d'énergie	**61587,0**	**62947,0**	**68145,0**	**68365,0**	**68856,0**	**69468,0**	**71434,0**	**77055,0**	**83772,0**	**86508,0**
consommation tot. intérieure	**34020,0**	**35148,0**	**35716,0**	**35926,0**	**36617,0**	**37499,0**	**38118,0**	**42544,0**	**45234,0**	**47921,0**
exportations (nettes)	**4291,0**	**3199,0**	**3343,0**	**3653,0**	**3653,0**	**3953,0**	**4730,0**	**2269,0**	**1531,0**	**1506,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawattheures — **Québec** — **scénario de référence**

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	1365,0	1654,0	60,0	60,0	65,0	60,0	50,0	50,0	50,0	535,0
vapeur alimentée au gaz naturel	19,0	0,0	0,0	0,0	29,0	22,0	0,0	0,0	0,0	208,0
turbines à gaz										
-mazout léger	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	568,0
-gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	221,0	256,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
nucléaire	4820,0	4145,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0
hydroélectricité	139086,0	133055,0	134237,0	144859,0	151329,0	161848,0	167900,0	179387,0	195588,0	209253,0
autres	0,0	40,0	40,0	40,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
production totale d'énergie	**145561,0**	**139150,0**	**139928,0**	**150550,0**	**157064,0**	**167571,0**	**173591,0**	**185078,0**	**201279,0**	**216205,0**
consommation tot. intérieure	**163524,0**	**160999,0**	**165145,0**	**167821,0**	**171105,0**	**174809,0**	**178701,0**	**193571,0**	**209467,0**	**226392,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-22400,0**	**-24026,0**	**-28600,0**	**-28297,0**	**-27997,0**	**-26297,0**	**-26264,0**	**-31420,0**	**-36085,0**	**-36164,0**
exportations (nettes)	**4437,0**	**2177,0**	**3383,0**	**11026,0**	**13956,0**	**19059,0**	**21154,0**	**22927,0**	**27897,0**	**25977,0**

gigawattheures — **Ontario** — **scénario de référence**

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	30669,0	25234,0	15726,0	13646,0	14217,0	16479,0	19167,0	32808,0	45080,0	48014,0
-subbitumineux	2400,0	1866,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0
-lignite	1000,0	768,0	1044,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1102,0	1270,0	1321,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	81,0	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	1449,0	1300,0	337,0	337,0	337,0	337,0	337,0	390,0	696,0	613,0
vapeur alimentée au gaz naturel	867,0	916,0	1250,0	1315,0	1380,0	1445,0	1562,0	1562,0	1562,0	1562,0
turbines à gaz										
-mazout léger	35,0	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	593,0	885,0	867,0	964,0	964,0	964,0	964,0	964,0	1123,0	1296,0
combustion interne										
carburant diesel	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	65261,0	59352,0	80300,0	90315,0	100329,0	100329,0	100329,0	94949,0	91333,0	103453,0
hydroélectricité	38660,0	40225,0	38851,0	39021,0	39021,0	39121,0	39121,0	39121,0	40388,0	42830,0
autres	681,0	180,0	345,0	410,0	445,0	480,0	574,0	574,0	574,0	574,0
production totale d'énergie	**141698,0**	**130794,0**	**141120,0**	**149408,0**	**160093,0**	**162555,0**	**165454,0**	**173870,0**	**184426,0**	**202063,0**
consommation tot. intérieure	**147492,0**	**144269,0**	**148774,0**	**151512,0**	**154501,0**	**158096,0**	**161595,0**	**171521,0**	**185185,0**	**202822,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-2244,0**	**-2186,0**	**-1770,0**	**-1770,0**	**-1870,0**	**-3003,0**	**-3603,0**	**-4513,0**	**-7921,0**	**-7961,0**
exportations (nettes)	**-3550,0**	**-11289,0**	**-5884,0**	**-334,0**	**7462,0**	**7462,0**	**7462,0**	**6862,0**	**7162,0**	**7202,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Dans Québec la production hydroélectrique comprend les pertes attribuables aux réserves hydroélectriques pompées.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawattheures	Manitoba scénario de référence									
type de production	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	435,0	323,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	16,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	27,0	13,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
vapeur alimentée au gaz naturel	5,0	8,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	26,0	27,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	18300,0	18926,0	20166,0	24558,0	27572,0	28213,0	28213,0	29463,0	33631,0	34930,0
autres	30,0	30,0	35,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
production totale d'énergie	**18824,0**	**19328,0**	**20241,0**	**24643,0**	**27657,0**	**28298,0**	**28299,0**	**29564,0**	**33716,0**	**35015,0**
consommation tot. intérieure	**17638,0**	**16629,0**	**17192,0**	**17661,0**	**18189,0**	**18430,0**	**18641,0**	**19481,0**	**20400,0**	**21699,0**
transferts interprovinciaux (net)	**1348,0**	**1601,0**	**1879,0**	**1879,0**	**1879,0**	**1279,0**	**1819,0**	**4289,0**	**7997,0**	**7997,0**
exportations (nettes)	**-162,0**	**1098,0**	**1170,0**	**5103,0**	**7589,0**	**8589,0**	**7839,0**	**5794,0**	**5319,0**	**5319,0**

gigawattheures	Saskatchewan scénario de référence									
type de production	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	54,0	50,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
-lignite	9804,0	8493,0	8666,0	8744,0	9177,0	9843,0	9292,0	10052,0	9373,0	10080,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
vapeur alimentée au gaz naturel	538,0	527,0	302,0	307,0	258,0	260,0	260,0	267,0	279,0	251,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	84,0	48,0	73,0	77,0	25,0	28,0	28,0	34,0	45,0	16,0
combustion interne										
carburant diesel	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	2832,0	4220,0	3710,0	3710,0	3710,0	3710,0	3795,0	3795,0	3795,0	3795,0
autres	169,0	175,0	176,0	178,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
production totale d'énergie	**13491,0**	**13524,0**	**13002,0**	**13091,0**	**13415,0**	**14086,0**	**13620,0**	**14393,0**	**13737,0**	**14387,0**
consommation tot. intérieure	**13625,0**	**13572,0**	**13654,0**	**13763,0**	**14087,0**	**14158,0**	**14232,0**	**14465,0**	**14809,0**	**15459,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-83,0**	**-66,0**	**-650,0**	**-670,0**	**-670,0**	**-70,0**	**-610,0**	**-70,0**	**-1070,0**	**-1070,0**
exportations (nettes)	**-51,0**	**18,0**	**-2,0**	**-2,0**	**-2,0**	**-2,0**	**-2,0**	**-2,0**	**-2,0**	**-2,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawattheures	Alberta scénario de référence									
type de production	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	621,0	585,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	33466,0	32604,0	36931,0	38029,0	38445,0	38748,0	38773,0	41381,0	43074,0	45837,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	0,0	18,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	30,0	30,0
vapeur alimentée au gaz naturel	5000,0	4033,0	2675,0	2760,0	3164,0	3500,0	3849,0	4383,0	4939,0	5039,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	2119,0	2058,0	1615,0	1682,0	1715,0	1854,0	2022,0	2750,0	3462,0	3773,0
combustion interne										
carburant diesel	15,0	16,0	109,0	109,0	110,0	111,0	111,0	111,0	112,0	110,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	1598,0	2059,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0
autres	615,0	596,0	800,0	900,0	959,0	959,0	959,0	1084,0	1127,0	1184,0
production totale d'énergie	**43434,0**	**41969,0**	**43786,0**	**45136,0**	**46049,0**	**46828,0**	**47370,0**	**51365,0**	**54380,0**	**57609,0**
consommation tot. intérieure	**41176,0**	**41136,0**	**42541,0**	**42871,0**	**43784,0**	**44563,0**	**45405,0**	**49200,0**	**52715,0**	**55644,0**
transferts interprovinciaux (net)	**2261,0**	**836,0**	**1248,0**	**2268,0**	**2268,0**	**2268,0**	**1968,0**	**2168,0**	**1668,0**	**1968,0**
exportations (nettes)	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**	**-3,0**

gigawattheures	Prairies scénario de référence									
type de production	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	621,0	585,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	33520,0	32654,0	36996,0	38094,0	38510,0	38813,0	38838,0	41446,0	43139,0	45902,0
-lignite	10239,0	8816,0	8666,0	8744,0	9177,0	9843,0	9293,0	10068,0	9373,0	10080,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	34,0	41,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	55,0	55,0
vapeur alimentée au gaz naturel	5543,0	4568,0	2997,0	3087,0	3442,0	3780,0	4129,0	4670,0	5238,0	5310,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	2203,0	2106,0	1688,0	1759,0	1740,0	1882,0	2050,0	2784,0	3507,0	3789,0
combustion interne										
carburant diesel	44,0	44,0	114,0	114,0	115,0	116,0	116,0	116,0	117,0	115,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	22730,0	25205,0	25512,0	29904,0	32918,0	33559,0	33644,0	34894,0	39062,0	40361,0
autres	814,0	801,0	1011,0	1123,0	1174,0	1174,0	1174,0	1299,0	1342,0	1399,0
production totale d'énergie	**75749,0**	**74821,0**	**77029,0**	**82870,0**	**87121,0**	**89212,0**	**89289,0**	**95322,0**	**101833,0**	**107011,0**
consommation tot. intérieure	**72439,0**	**71337,0**	**73387,0**	**74295,0**	**76060,0**	**77151,0**	**78278,0**	**83146,0**	**87924,0**	**92802,0**
exportations (nettes)	**-216,0**	**1113,0**	**1165,0**	**5098,0**	**7584,0**	**8584,0**	**7834,0**	**5789,0**	**5314,0**	**5314,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawattheures

Colombie-Britannique
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	632,0	434,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
vapeur alimentée au gaz naturel	5421,0	1776,0	1171,0	1151,0	1484,0	2813,0	5441,0	6213,0	7400,0	8009,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	45,0	70,0
-gaz naturel	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	43,0	65,0
combustion interne										
carburant diesel	242,0	219,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	87,0	98,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	50393,0	54949,0	56113,0	56851,0	56925,0	56941,0	56923,0	56991,0	59995,0	63798,0
autres	1416,0	960,0	1095,0	1115,0	1300,0	1473,0	1620,0	1808,0	1808,0	1808,0
production totale d'énergie	**58105,0**	**58339,0**	**58949,0**	**59687,0**	**60279,0**	**61797,0**	**64554,0**	**65590,0**	**69878,0**	**74348,0**
consommation tot. intérieure	**55912,0**	**54909,0**	**55749,0**	**56887,0**	**57379,0**	**58297,0**	**59454,0**	**64050,0**	**69788,0**	**74308,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-2475,0**	**-781,0**	**-1200,0**	**-2200,0**	**-2200,0**	**-2200,0**	**-1900,0**	**-2100,0**	**-1600,0**	**-1900,0**
exportations (nettes)	**4668,0**	**4211,0**	**4400,0**	**5000,0**	**5100,0**	**5700,0**	**7000,0**	**3640,0**	**1690,0**	**1940,0**

gigawattheures

Yukon
scénario de référence

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	35,0	9,0	60,0	62,0	63,0	65,0	69,0	94,0	127,0	166,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	405,0	423,0	379,0	379,0	380,0	380,0	383,0	393,0	398,0	400,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**440,0**	**432,0**	**439,0**	**441,0**	**443,0**	**445,0**	**452,0**	**487,0**	**525,0**	**566,0**
consommation tot. intérieure	**440,0**	**432,0**	**439,0**	**441,0**	**443,0**	**445,0**	**452,0**	**487,0**	**525,0**	**566,0**
transferts interprovinciaux (net)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawattheures — **Territoires du Nord-Ouest scénario de référence**

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	211,0	308,0	266,0	275,0	285,0	294,0	304,0	354,0	409,0	468,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	258,0	256,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**559,0**	**564,0**	**573,0**	**582,0**	**592,0**	**601,0**	**611,0**	**661,0**	**716,0**	**775,0**
consommation tot. intérieure	**559,0**	**564,0**	**573,0**	**582,0**	**592,0**	**601,0**	**611,0**	**661,0**	**716,0**	**775,0**
transferts interprovinciaux (net)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

gigawattheures — **British Columbia, Yukon and Northwest Territories scénario de référence**

type de production	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	632,0	434,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
vapeur alimentée au gaz naturel	5421,0	1776,0	1171,0	1151,0	1484,0	2813,0	5441,0	6213,0	7400,0	8009,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	45,0	70,0
-gaz naturel	91,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	43,0	65,0
combustion interne										
carburant diesel	488,0	536,0	396,0	407,0	418,0	429,0	443,0	518,0	623,0	732,0
nucléaire										
hydroélectricité	51056,0	55628,0	56799,0	57537,0	57612,0	57628,0	57613,0	57691,0	60700,0	64505,0
autres	1416,0	960,0	1095,0	1115,0	1300,0	1473,0	1620,0	1808,0	1808,0	1808,0
production totale d'énergie	**59104,0**	**59335,0**	**59961,0**	**60710,0**	**61314,0**	**62843,0**	**65617,0**	**66738,0**	**71119,0**	**75689,0**
consommation tot. intérieure	**56911,0**	**55905,0**	**56761,0**	**57910,0**	**58414,0**	**59343,0**	**60517,0**	**65198,0**	**71029,0**	**75649,0**
exportations (nettes)	**4668,0**	**4211,0**	**4400,0**	**5000,0**	**5100,0**	**5700,0**	**7000,0**	**3640,0**	**1690,0**	**1940,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-3

Besoins en combustible pour la production d'électricité - Canada

pétajoules

scénario de référence

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1995	2000	2005	2010
charbon[a]										
-bitumineux	405,0	342,2	259,8	245,1	250,2	279,4	352,4	499,6	629,4	670,0
-subbitumineux	417,3	394,9	450,4	463,0	467,8	471,3	471,6	501,6	521,0	552,8
-lignite	143,3	111,0	107,3	107,7	112,4	119,8	114,6	124,4	118,6	127,0
-total pour le charbon	965,6	848,1	817,5	815,8	830,4	870,5	938,6	1125,6	1269,0	1349,8
mazout[a]										
-léger	2,9	2,4	1,7	1,3	1,7	2,7	4,2	1,6	3,9	13,9
-lourd	163,3	146,4	101,5	97,6	101,8	102,1	82,6	75,6	85,8	106,4
-diesel	11,0	10,5	12,7	12,8	13,0	13,1	13,2	13,9	15,2	16,4
-total pour le mazout	177,2	159,3	116,0	111,6	116,5	117,9	99,9	91,1	104,9	136,7
gaz naturel[a]	145,9	89,9	56,3	58,6	65,1	85,3	122,2	137,7	165,5	176,7
uranium[b]	911,7	832,9	1090,5	1211,7	1332,9	1332,9	1332,9	1267,8	1224,1	1370,7
hydroélectricité[c]	1035,9	1056,7	1078,7	1136,0	1170,4	1211,0	1236,3	1299,3	1408,3	1484,7
autres [d]	33,9	25,3	31,0	33,2	37,6	39,8	42,4	45,7	46,1	46,8
besoins tot. en combustibles	**3270,2**	**3012,2**	**3190,0**	**3366,9**	**3552,9**	**3657,4**	**3772,3**	**3967,2**	**4217,9**	**4565,4**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Production thermique convertie en pétajoules au moyen de facteurs spécifiques à chaque installation. Les chiffres du présent tableau et des tableaux A6-11 et A10-1 different légèrement en raison des ajustements définitif faits à l'offre d'électricité.

[b] Production nucléaire convertie en pétajoules au moyen d'un facteur de 12,1 PJ/TW.h.

[c] Production hydraulique convertie en pétajoules au moyen d'un facteur de 3,6 PJ/TW.h.

[d] "Autres" comprend la production d'électricité à partir de déchets ligneux, de combustibles industriels comme les gaz de hauts fourneaux, ainsi que les sources secondaires comme l'énergie éolienne, solaire, etc.

Tableau A5-4
Exportations nettes d'électricité et transferts
Canada et provinces (GW.h) [a]

historiques

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Terre-Neuve	84	260	6401	13888	22228	29597	32106	33350	37024	35290
Île-du-Prince-Édouard	0	0	0	0	0	0	0	-67	-269	-361
Nouvelle-Écosse	-195	-7	-143	-178	-156	-199	-334	-376	-224	-351
Nouveau-Brunswick	920	1063	790	463	-873	-2035	-1015	248	-550	983
Québec	6148	5500	260	-1793	-7321	-13824	-16544	-18681	-22876	-18859
Ontario	-5632	-4411	-4059	-4260	-6158	-10640	-8724	-2709	663	4784
Manitoba	-319	424	899	1405	2898	2893	1899	302	4244	6360
Saskatchewan	777	518	425	372	90	-97	37	208	38	-474
Alberta	155	151	143	3	-18	-146	-316	252	50	286
Colombie-Britannique	464	130	889	4727	2267	1853	2104	4741	2412	1920
total - Canada	**2402**	**3628**	**5605**	**14627**	**12957**	**7402**	**9213**	**17268**	**19512**	**29578**

historiques

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Terre-Neuve	37829	35941	35779	31229	36012	31836	30696	30393	30702	24368
Île-du-Prince-Édouard	-388	-480	-478	-520	-550	-585	-595	-591	-606	-622
Nouvelle-Écosse	54	-192	-83	616	-32	-169	-540	-577	-19	-100
Nouveau-Brunswick	485	147	-95	2408	1881	886	667	595	3234	4398
Québec	-20336	-17481	-17923	-11714	-13132	-7733	-3700	-1593	-14298	-17963
Ontario	3775	3367	3988	5570	2223	-677	-1764	-626	2195	-5794
Manitoba	5541	4902	6516	7318	6246	6864	7837	3926	-744	1186
Saskatchewan	-624	-248	-390	-402	-272	-211	-48	-13	-331	-134
Alberta	26	91	-259	-122	-43	137	57	462	876	2258
Colombie-Britannique	631	7828	4307	2499	6759	9974	1367	11851	6825	2193
total - Canada	**26993**	**33875**	**31362**	**36882**	**39092**	**40322**	**33977**	**43827**	**27834**	**9790**

prévisions
scénario de référence

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2005
Terre-Neuve	24368	26164	31085	31085	31085	31757	31085	32241	37316	37085
Île-du-Prince-Édouard	-622	-672	-668	-678	-698	-620	-616	-686	-776	-876
Nouvelle-Écosse	-100	-249	0	0	0	-560	0	0	0	0
Nouveau-Brunswick	4398	3491	2312	2332	2152	-1296	3147	3256	2298	2677
Québec	-17963	-21849	-25217	-17271	-14041	-7238	-5110	-8493	-8188	-10187
Ontario	-5794	-13475	-7654	-2104	5592	3027	3859	2349	-759	-759
Manitoba	1186	2699	3049	6982	9468	979	9658	10083	13316	13316
Saskatchewan	-134	-48	-652	-672	-672	33	-612	-72	-1072	-1072
Alberta	2258	833	1245	2265	2265	199	1965	2165	1665	1965
Colombie-Britannique	2193	3456	3200	2800	2900	7000	5100	1540	90	40
total - Canada	**9790**	**350**	**6700**	**24739**	**38051**	**33281**	**48476**	**42383**	**43890**	**42189**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Les exportations nettes et les transferts représentent la somme arithmétique de toutes les importations et exportations lorsque les importations sont négatives et les exportations sont positives. Ici, les exportations nettes sont indiquées comme étant positive

Tableau A5-5
Exportations brutes d'électricité - Canada et provinces

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
					scénario de référence					
					gigawatts-heures					
Nouveau-Brunswick	4454	4185	3693	4003	4003	4303	5080	2619	1881	1855
Québec	5706	5098	4380	11026	13956	19056	22154	22927	27897	25977
Ontario	2714	738	2116	4666	7502	7502	7502	7502	7202	7202
Manitoba	1228	1932	2040	5103	7589	8589	7839	5794	5319	5319
Saskatchewan	10	60	88	88	88	88	88	88	88	88
Colombie-Britannique	4350	4481	4400	5000	5100	5700	7000	6400	6400	6400
total - Canada	**18462**	**16494**	**16717**	**29886**	**38238**	**45238**	**49663**	**45330**	**48787**	**46841**
					pétajoules [a]					
Nouveau-Brunswick	54,2	42,3	37,9	39,3	39,3	44,0	52,3	42,9	40,8	40,5
Québec	20,5	18,4	15,8	39,7	50,2	68,6	79,8	82,5	100,4	93,5
Ontario	22,2	7,8	22,6	55,1	80,1	80,1	80,1	80,1	74,1	74,4
Manitoba	4,4	7,0	7,3	18,3	27,3	30,9	28,2	20,9	19,1	19,1
Saskatchewan	0,1	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Colombie-Britannique	29,3	30,0	27,4	37,3	37,6	40,3	44,5	37,7	37,7	37,7
total - Canada	**130,7**	**106,1**	**112,0**	**190,7**	**235,5**	**264,9**	**285,9**	**265,1**	**273,1**	**266,2**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Échanges exclus.
[b] Production en gigawatts-heures convertie en pétajoules au moyen de facteurs spécifiques pour les combustibles fossiles, 3,6 PJ/TW.h pour l'hydro et 12,1 PJ/TW.h pour le nucléaire.

Tableau A5-6
Exportations brutes d'électricité par type de combustible - Canada

térawatts-heures

	scénario de référence [a]									
	1989	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
hydroélectrique	9,9	8,1	9,6	19,0	24,5	31,4	35,0	32,3	38,1	35,1
charbon	2,6	4,4	4,2	7,3	10,2	10,6	11,4	10,3	8,3	9,7
nucléaire	2,0	2,3	1,9	2,4	2,3	2,0	1,9	1,5	1,5	1,5
pétrole	1,4	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2	1,4	1,2	0,9	0,5
gaz naturel	2,6	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**18,5**	**16,5**	**16,7**	**29,9**	**38,2**	**45,2**	**49,7**	**45,3**	**48,8**	**46,8**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Échanges exclus

Annexe 6
Tableau A6-1
Données historiques
Réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable

(exajoules)

	réserves initiales	production cumulative	réserves restantes
1967	64,8	10,6	54,2
1968	67,9	12,0	55,8
1969	74,8	13,9	60,8
1970	77,1	15,7	61,4
1971	82,9	18,3	64,6
1972	83,2	20,8	62,4
1973	87,4	23,5	63,9
1974	89,2	26,2	63,0
1975	91,1	28,9	62,2
1976	96,3	31,4	64,9
1977	102,7	34,3	68,5
1978	110,9	36,9	74,1
1979	115,9	40,0	75,9
1980	119,2	42,8	76,4
1981	126,5	45,7	80,8
1982	130,0	48,5	81,5
1983	131,3	51,3	80,0
1984	132,9	54,3	78,6
1985	134,8	57,4	77,3
1986	136,0	60,8	75,3
1987	135,5	63,5	72,0
1988	137,8	67,1	70,6
1989	157,2	71,4	85,8

Source: Office national de l'énergie.

Tableau A6-2
Coûts directs marginaux du gaz naturel
Ouest canadien

($CAN 1990/GJ)

accroissement des additions aux réserves (EJ)	scénario de référence (a)	scénario de référence (b)	scénario bas (b)	scénario élevé (b)
0-5	0,95	1,44	1,51	1,41
5 - 10	0,99	1,49	1,61	1,45
10 - 15	1,03	1,55	1,72	1,49
15 - 20	1,08	1,62	1,86	1,53
20 - 25	1,13	1,68	2,01	1,57
25 - 30	1,18	1,76	2,19	1,62
30 - 35	1,24	1,84	2,39	1,67
35 - 40	1,30	1,93	2,64	1,73
40 - 45	1,37	2,02	2,94	1,78
45 - 50	1,44	2,13		1,84
50 - 55	1,52	2,24		1,90
55 - 60	1,60	2,37		1,97
60 - 65	1,70	2,51		2,04
65 - 70	1,80	2,66		2,12
70 - 75	1,91	2,84		2,20
75 - 80	2,03	3,03		2,27
80 - 85	2,17	3,26		2,38
85 - 90	2,33	3,52		2,48
90 - 95	2,50	3,82		2,58
95 - 100				2,70
105 - 110				2,82
110 - 115				2,96
115 - 120				3,10
120 - 125				3,27
125 - 130				3,45
130 - 135				3,65
135 - 140				3,87
140 - 145				4,13
145 - 150				4,44

Nota: 1. Les coûts additionnelles nets incluent le crédit pour les souos-produits.
2. Les co.ts sont projetés pour les additions aux réserves à 10 EJ près du potentiel ultime.

(a) A l'exclusion du taux de redement pour lè producteur.
(b) Incluant le taux de redement pour le producteur pour le calendrier de connexion no. 2 du Tableau A6-11.

Tableau A6-3
Scénario de référence
Estimations de la ressource en gaz naturel américain ventilées par région du NARG

(billions de pieds cubes)

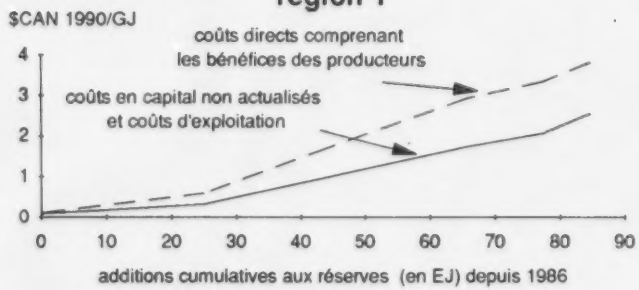
# NARG	région d'offre	estimations les "plus vraisemblables" de la ressource (PGC)				scénario de référence de l'ONE [a]	scénario élevé de l'ONE [a]
		probables	possibles	conjecturales	total		
1	Nord de l'Alaska,sur terre	6	15	24	44	44	44
2	Cook Inlet	1	2	3	7	7	7
18	Mer de Beaufort	2	12	40	54	54	54
19	Sud de l'Alaska	0	0	14	14	14	14
	total pour l'Alaska	**9**	**29**	**81**	**119**	**119**	**119**
43 ,62	Californie,sur terre	2	5	3	10	10	28
39	Sud de la Californie,au large	0	5	2	7	7	10
3	Bassin de San Juan	2	1	0	2	2	3
6	Rocheuses,profond	14	21	7	42	42	54
4	Rocheuses	25	30	10	65	65	93
7	Plaines, nord	3	3	4	11	11	12
10	Ouest du Texas JS	6	19	1	26	26	39
40	Ouest du Texas JS ,profond	8	14	0	21	21	29
29 ,74	Anadarko JN	21	18	24	62	70	94
9	Anadarko JN , profond	9	10	6	24	24	46
14	Midwest C	2	7	10	19	16	42
16	Appalaches A	22	8	18	47	47	113
42	Appalachian,profond	0	0	10	10	10	28
37	Atlantique, au large	0	0	13	13	0	0
46	S.-E. du golfe du Mexique	3	2	2	7	7	10
11	S.- E. de la Louisianne	3	2	0	5	5	5
45	Arkoma D	6	6	2	14	14	17
44	Sud du Texas G	3	9	1	13	13	13
41	Golfe du Mexique, profond	11	20	15	46	46	58
12	Golfe du Mexique,au large	25	36	9	71	71	103
47	au large,profond	2	19	10	31	31	51
	> 1000 m WD	0	0	30	30	10	10
	total pour les 48 États continentaux	**164**	**233**	**177**	**574**	**546**	**856**

[a] Les estimations par région pour les États continentaux utilisées dans le modèle NARG diffèrent légèrement de celles présentées ailleurs dans le rapport en raison d'ajustements minimes qui ont été effectués afin de faciliter la préparation des données d'entrée du modèle.

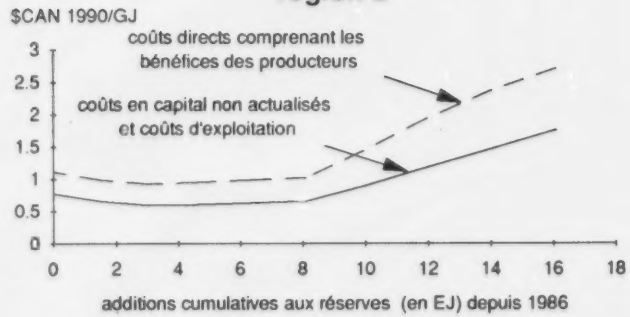
Nota : Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Tableau A6-4
Estimations de coûts directs pour les régions d'approvisionnement de NARG

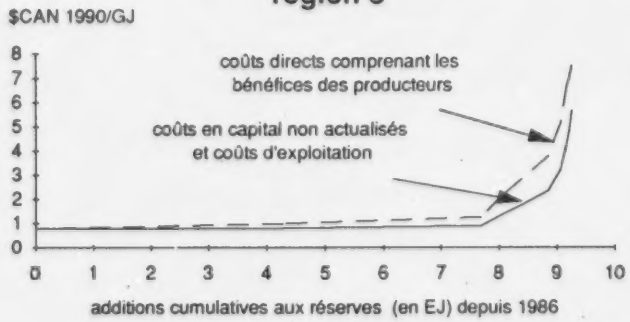
Coûts directs, Baie Prudhoe, Nord de l'Alaska région 1



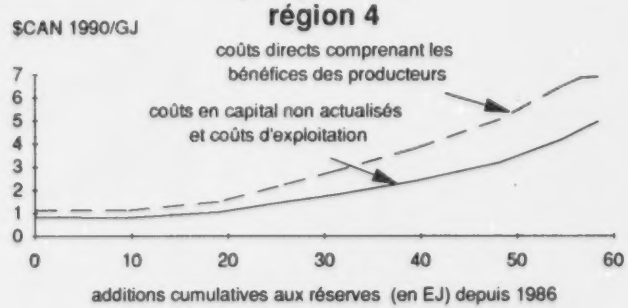
Coûts directs, anse Cook région 2

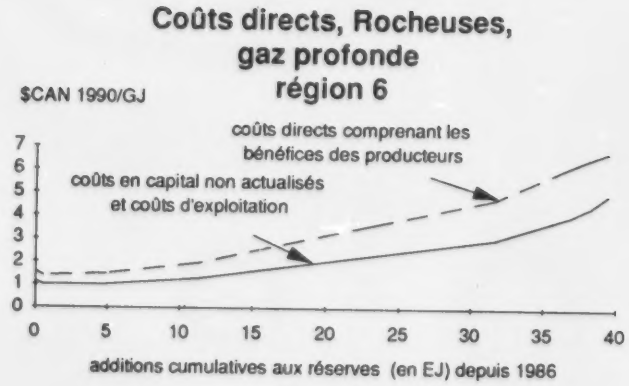


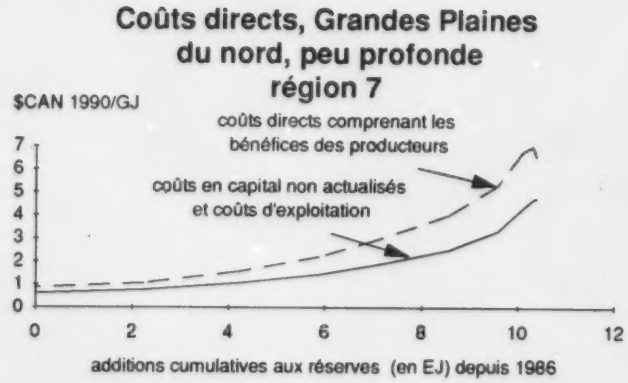
Coûts directs, San Juan région 3

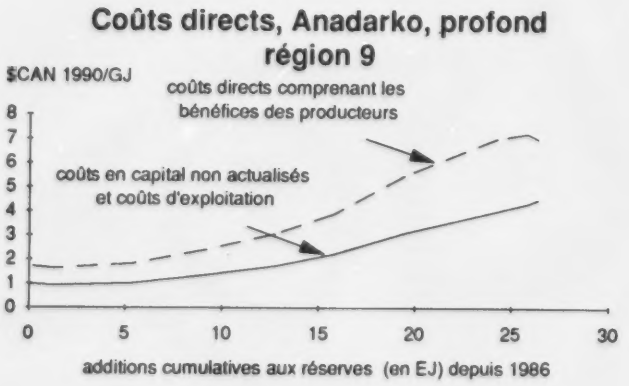


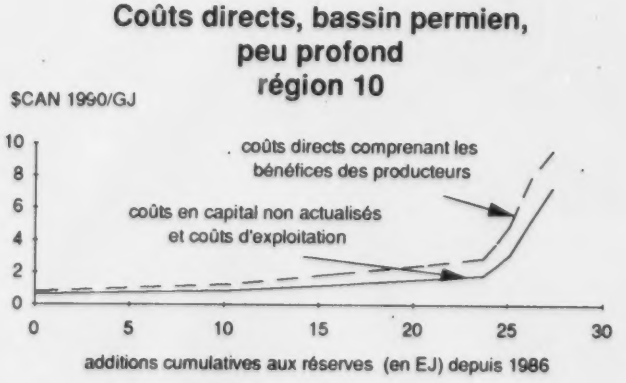
Coûts directs, Rocheuses, peu profond région 4

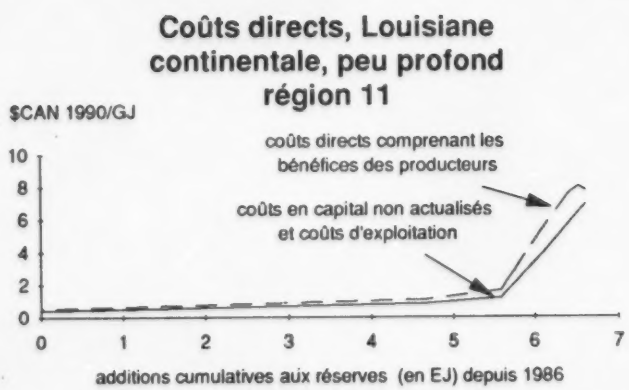


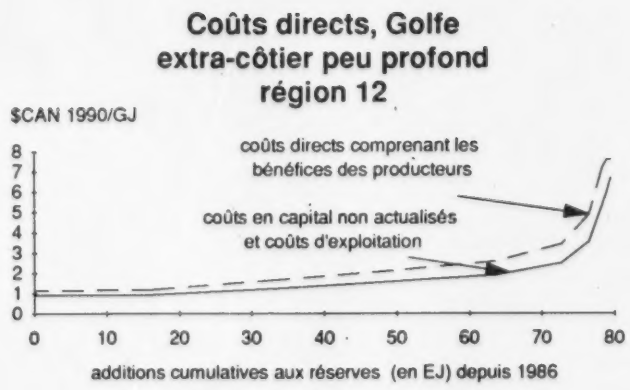

Coûts directs, Rocheuses, gaz profonde région 6
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0 1 2 3 4 5 6 7
0 5 10 15 20 25 30 35 40
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

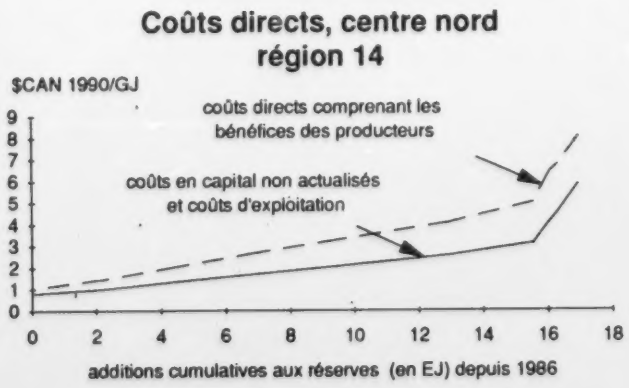

Coûts directs, Grandes Plaines du nord, peu profonde région 7
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0 1 2 3 4 5 6 7
0 2 4 6 8 10 12
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

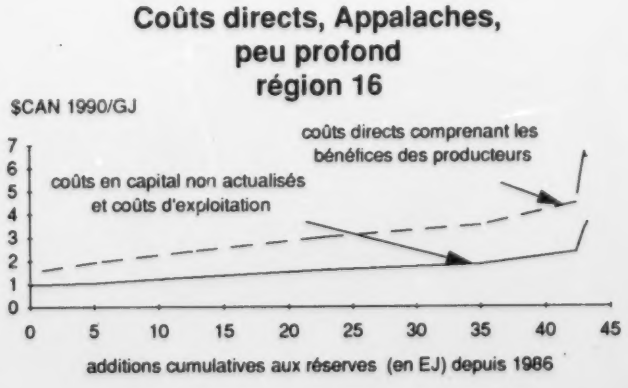

Coûts directs, Anadarko, profond région 9
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0 1 2 3 4 5 6 7 8
0 5 10 15 20 25 30
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, bassin permien, peu profond région 10
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0 2 4 6 8 10
0 5 10 15 20 25 30
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

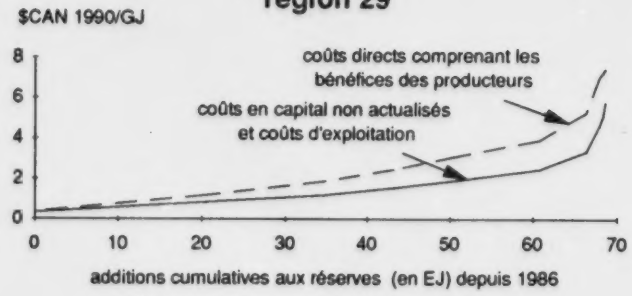

Coûts directs, Louisiane continentale, peu profond région 11
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
10
8
6
4
2
0
0 1 2 3 4 5 6 7
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, Golfe extra-côtier peu profond région 12
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
8
7
6
5
4
3
2
1
0
0 10 20 30 40 50 60 70 80
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

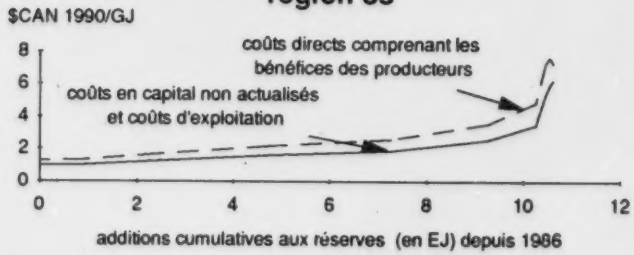

Coûts directs, centre nord région 14
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, Appalaches, peu profond région 16
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
7
6
5
4
3
2
1
0
0 5 10 15 20 25 30 35 40 45
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

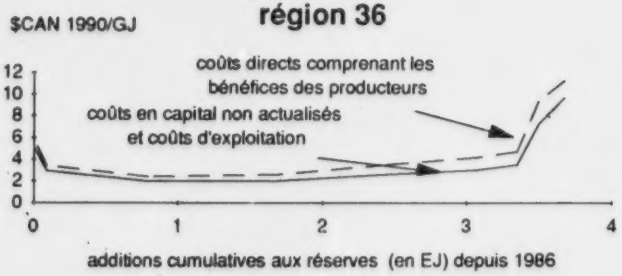
Coûts directs, Anadarko, peu profond région 29



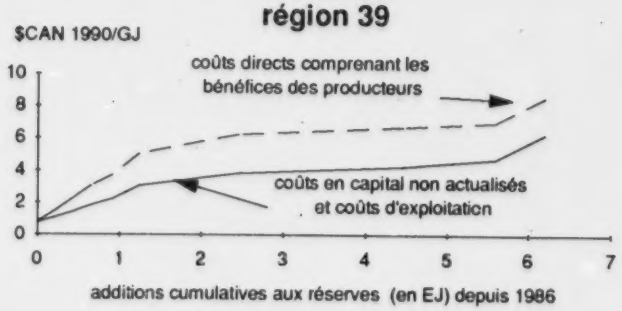
Coûts directs, Black Warrior mèthane des gisements de charbon région 35

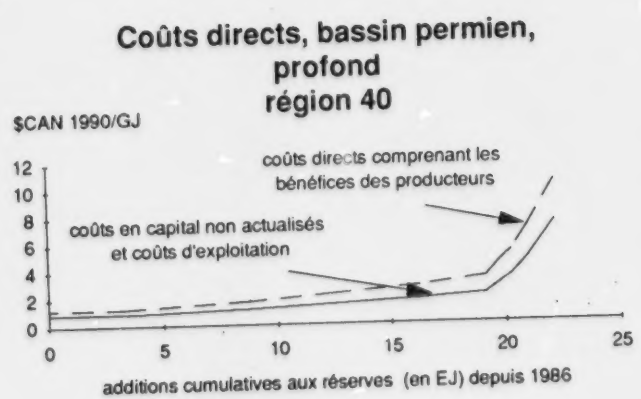


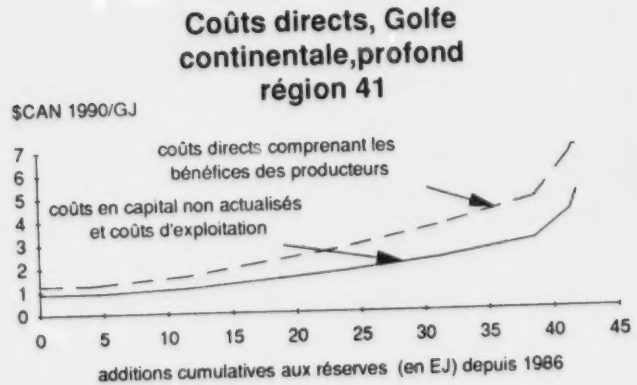
Coûts directs, appalaches, mèthane des gisement de charbon région 36

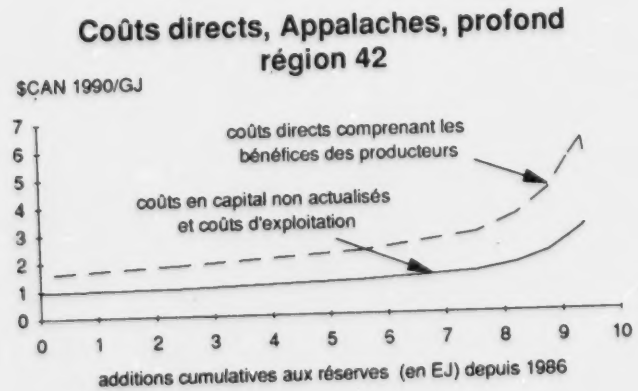


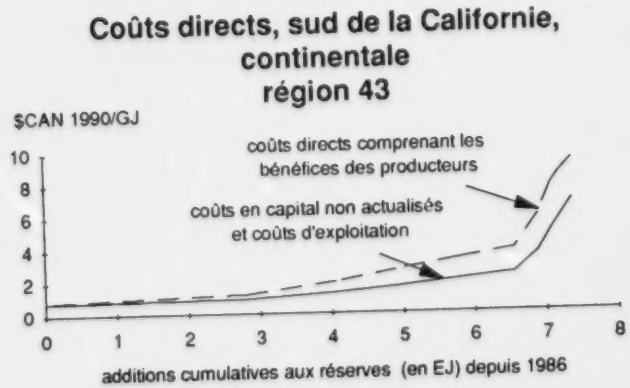
Coûts directs, Sud de la Californie, extra-côtier région 39

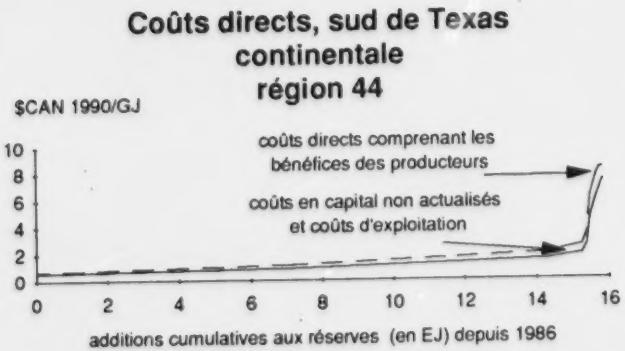


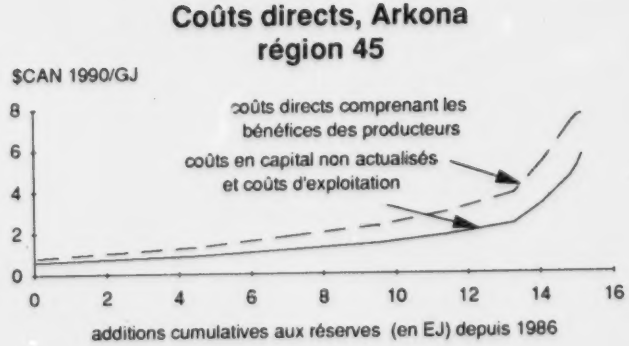

Coûts directs, bassin permien, profond région 40
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0
2
4
6
8
10
12
0
5
10
15
20
25
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

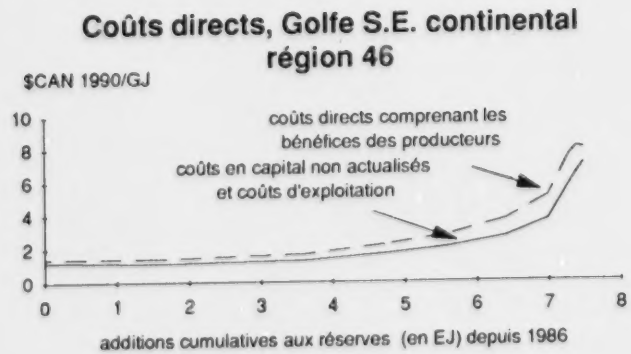

Coûts directs, Golfe continentale,profond région 41
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0
1
2
3
4
5
6
7
0
5
10
15
20
25
30
35
40
45
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

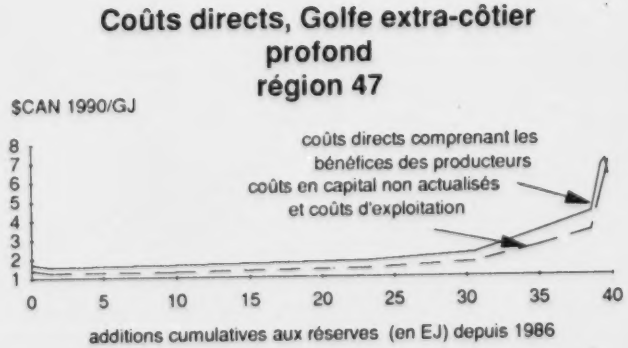

Coûts directs, Appalaches, profond région 42
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0
1
2
3
4
5
6
7
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

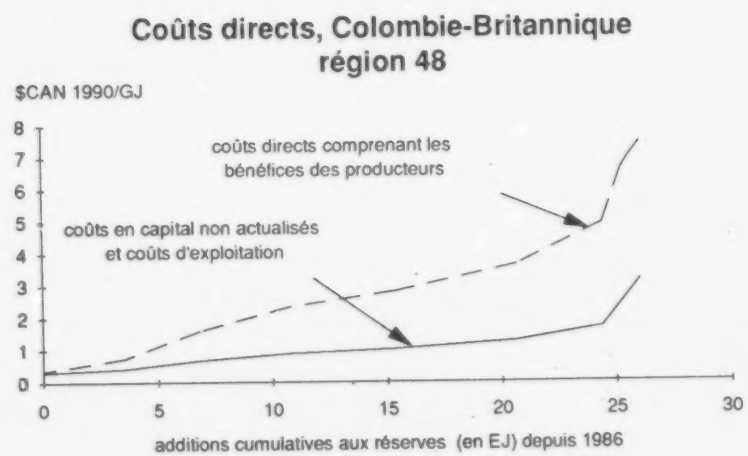

Coûts directs, sud de la Californie, continentale région 43
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
0
2
4
6
8
10
0
1
2
3
4
5
6
7
8
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

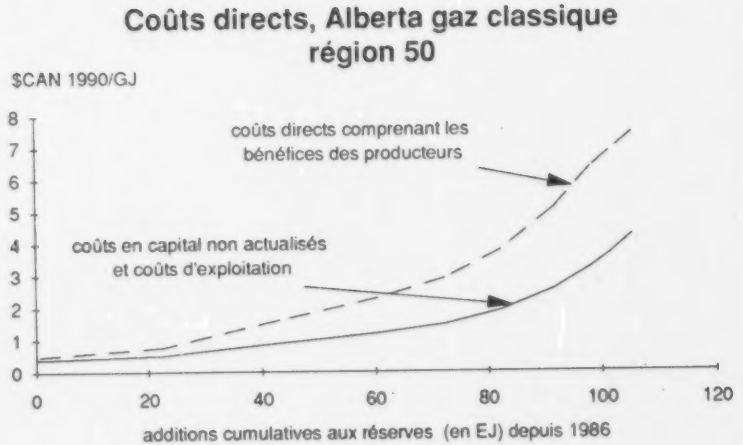

Coûts directs, sud de Texas
continentale
région 44
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
2
4
6
8
10
12
14
16
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

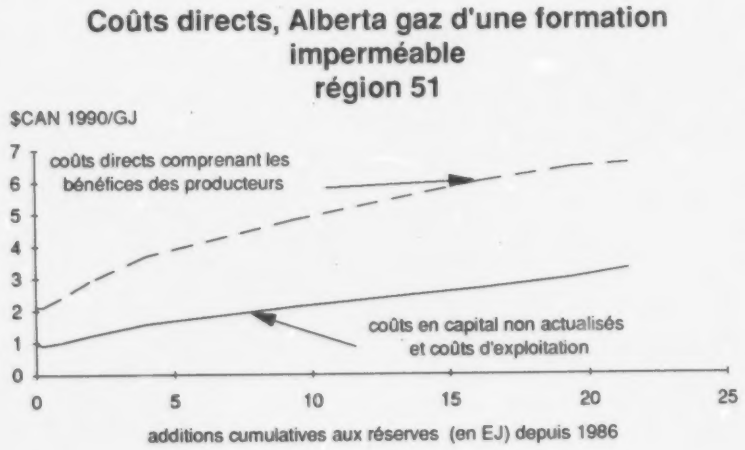

Coûts directs, Arkona
région 45
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
2
4
6
8
10
12
14
16
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, Golfe S.E. continental
région 46
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
1
2
3
4
5
6
7
8
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, Golfe extra-côtier
profond
région 47
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
5
10
15
20
25
30
35
40
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, Colombie-Britannique
région 48
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
1
2
3
4
5
6
7
8
0
5
10
15
20
25
30
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, Alberta gaz classique
région 50
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
1
2
3
4
5
6
7
8
0
20
40
60
80
100
120
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, Alberta gaz d'une formation
imperméable
région 51
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
1
2
3
4
5
6
7
0
5
10
15
20
25
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

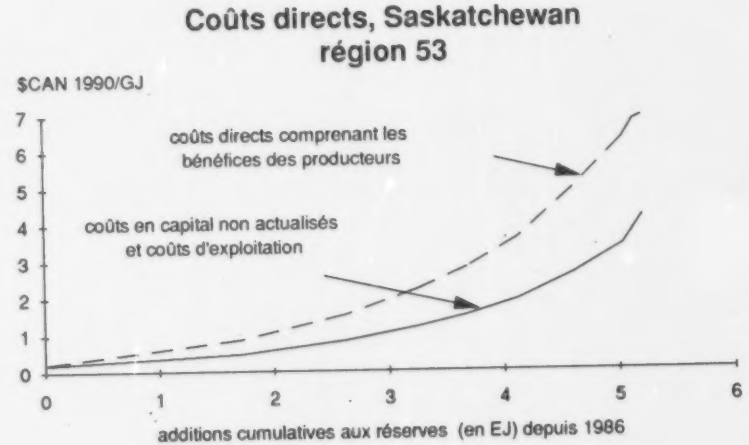
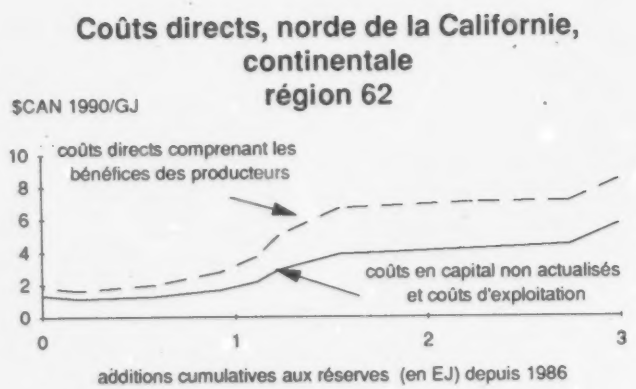
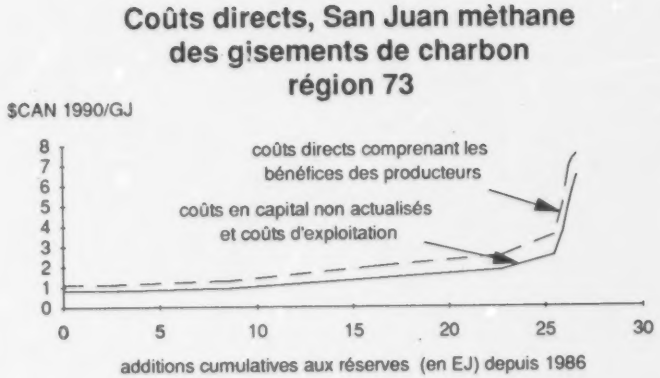

Coûts directs, Saskatchewan
région 53
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les
bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés
et coûts d'exploitation
0
1
2
3
4
5
6
7
0
1
2
3
4
5
6
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

Tableau A6-4
Estimations de coûts directs pour les régions d'approvisionnement de NARG


Coûts directs, norde de la Californie, continentale
région 62
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986


Coûts directs, San Juan mèthane des gisements de charbon
région 73
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

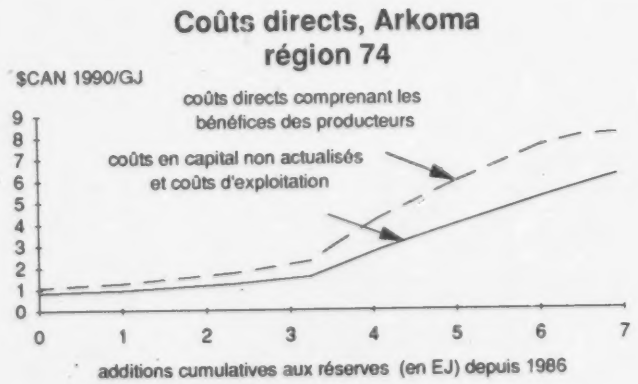

Coûts directs, Arkoma
région 74
$CAN 1990/GJ
coûts directs comprenant les bénéfices des producteurs
coûts en capital non actualisés et coûts d'exploitation
additions cumulatives aux réserves (en EJ) depuis 1986

Tableau A6-5
Scénario de référence - composition des corridors pipeliniers

No.[a]	Corridor Pipelinier	Pipelines Constitutifs[b]
1	ANGTS à l'Alberta	(Alaska Natural Gas Transportation System, 1996)
2	du nord au sud de l'Alaska	(Trans-Alaska Gas System, 1996)
3	du sud de l'Alaska au Japon	Yukon Pacific LNG
4	de San Juan au sud de la Californie	El Paso - tronçon nord + Southern California Gas Co., (Transwestern - San Juan, tronçon latéral, 1993)
5	de San Juan au nord de la Californie	El Paso - tronçon nord + PG&E
6	de San Juan à EOR (Mojave)	El Paso tronçon nord + (Mojave Pipeline, 1993)
7	de San Juan aux Rocheuses	Northwest Pipeline[c]
8	de San Juan au Centre nord-ouest	El Paso - tronçon nord, Public Service of New Mexico Gas Co., Western Gas Supply
9	de San Juan au bassin permien	(El Paso, 1992)
10	des Rocheuses à San Juan	Northwest Pipeline[c], (projet TransColorado, 1992)
11	des Rocheuses au Centre nord-ouest	KN Energy, Colorado Interstate, Overthrust, Wyoming Interstate, Questar
12	des Rocheuses aux Plaines septentrionales	(sans nom, 2000)
13	des Rocheuses à l'Andarko	Williams Natural Gas, Colorado Interstate Gas Company
14	des Rocheuses à EOR	(Kern River Pipeline,1992)
15	des Rocheuses au Pacifique Nord-Ouest	Northwest Pipeline
16	des Rocheuses à la frontière de la Californie	Northwest Pipeline + (doublement du PGT, 1993)
17	des Plaines septentrionales au Centre nord-est	(sans nom, 2017)
18	des Plaines septentrionales au Centre nord-ouest	Williston Basin Pipeline
19	de l'Anadarko au Centre nord-ouest	KN Energy, ANR Pipeline Co., Northern Natural Gas, Williams Natural Gas, Panhandle Eastern Pipe Line, Colorado Interstate Gas Company
20	de l'Anadarko au Centre nord-est	ANR Pipeline Company, Natural Gas Pipeline Company of America, Northern Natural Gas, Panhandle Eastern Pipe Line
21	de l'Anadarko au bassin permien	El Paso, Transwestern, Red River , Westar Transmission, Palo Duro
22	de l'Anadarko au Centre sud-ouest	Divers pipelines interétatiques du Texas et de l'Oklahoma
23	de l'Anadarko à la côte du golfe du Mexique	Seagas Pipeline, Texoma Pipeline
24	de l'Anadarko au bassin permien	El Paso
25	de l'Anadarko au bassin permien	Transwestern
26	de l'Arkoma à l'Anadarko	Arkansas-Oklahoma Gas, Ozark Gas Transmission System
27	de l'Arkoma au Centre sud-est	(Panhandle Eastern, Oklahoma-Arkansas Pipeline, Arkla, 1992)

[a] Les numéros correspondent aux numéros des corridors pipeliniers de la figure 6-2.
[b] Les projets de pipelines sont entre parenthèses.
[c] A deux sens.

Tableau A6-5 (suite)
Scénario de référence - composition des corridors pipeliniers

No.	Corridor Pipelinier	Pipelines Constitutifs
28	du bassin permien à l'Anadarko	Natural Gas Pipeline Company of America:Northern Natural Gas
29	du bassin permien au Centre nord-ouest	El Paso - tronçon sud, Transwestern
30	du bassin permien au Centre sud-ouest	Divers pipelines interétatiques du Texas
31	du bassin permien à San Juan	El Paso - tronçon nord
32	du bassin permien au sud de la Californie	El Paso - tronçon sud
33	du bassin permien au sud de la Californie	Transwestern
34	du bassin permien à la côte du golfe du Mexique	Lone Star[c], Oasis, Valero - tronçon nord + tronçon sud[c]
35	de la côte du golfe du Mexique au Centre sud-ouest	Black Marlin, Gulf, Houston Pipeline, Valero, ANR Pipeline, Natural Gas Pipeline Company of America, Sea Robin, Southern Natural Gas Co., Stingray, Tennessee Gas Pipeline, Texas Eastern Transmission, Texas Gas Transmission, Transcontinental Gas Pipe Line, Trunkline Gas Company, United Gas Pipe Line, Florida Gas Transmission, Mississippi River Transmission, Arkla, United Texas Transmission Co., Exxon Gas Supply, TransAmerican, Channel, Delhi, High Island Offshore System, Lone Star, divers pipelines interétatiques du Texas
36	de la côte du golfe du Mexique au bassin permien	Lone Star[c], Valero - tronçon sud[c]
37	de la côte du gofe du Mexique au Centre sud-est	Columbia Gulf Transmission, Florida Gas Transmission, Southern Natural Gas Co., Transcontinental Gas Pipe Line, United Gas Pipeline, Tennessee Gas Pipeline, ANR Pipeline Co., Trunkline Gas Co., Texas Gas Transmission, Texas Eastern Transmission, Mississippi River Transmission, Natural Gas Pipeline Company of America
38	du Centre nord au Centre nord-est	Divers pipelines interétatiques de l'Ohio, du Michigan et de l'Illinois
39	du Centre nord-ouest au Centre nord-est	Trailblazer + Natural Gas Pipeline of America/Northern Natural Gas
40	du Centre nord-est à la mi-Atlantique	(Trunkline Gas Co., Columbia Gas Transmission, Texas Eastern Transmission, CNG Transmission, 1992)
41	du Centre nord-est à l'Ontario	Panhandle, ANR, St.Clair

[c] A deux sens

Tableau A6-5 (suite)
Scénario de référence - composition des corridors pipeliniers

No.	Corridor Pipelinier	Pipelines Constitutifs
42	du Centre sud-est au Centre nord-est	ANR Pipeline Co., Natural Gas Pipeline Co. of America, Texas Eastern Transmission, Texas Gas Transmission, Trunkline Gas Co., Midwestern Gas Transmission, Mississippi River Transmission
43	du Centre sud-est à l'Atlantique sud	Florida Gas Transmission, United Gas Pipe Line, Transcontinental Gas PipeLine, Southern Natural Gas Co. Columbia Gas Transmission,
44	du Centre sud-est à la mi-Atlantique	Texas Eastern Transmission, Tennessee Gas Pipeline, CNG Transmission
45	des Appalaches à l'Atlantique sud	East Tennessee, Tennessee Gas Pipeline Columbia Gas Transmission, CNG Transmission
46	des Appalaches à la mi-Atlantique	CNG Transmission, Columbia Gas Transmission, Equitable
47	de l'Atlantique sud à la mi-Atlantique	Columbia Gas Transmission, Transcontinental Gas Pipe Line
48	de la mi-Atlantique à la Nouvelle-Angleterre	Algonquin, Tennessee Gas Pipeline
49	du Pacifique Nord-Ouest à la frontière de la Californie	Northwest Pipeline + (doublement du PGT, 1993)
50	du Pacifique Nord-Ouest aux Rocheuses	Northwest Pipeline
51	de la frontière de la Californie au sud de la Californie	(agrandissement de Pacific Gas & Electric, 1993)
52	de la frontière de la Californie au nord de la Californie	Pacific Gas & Electric, (agrandissement de Pacific Gas & Electric, 1993)
53	du sud de la Californie à SOCALGAS Co.	Southern California Gas Co.
54	du sud de la Californie à SDG&E	Southern California Gas Co.
55	du sud de la Californie à EOR	Southern California Gas Co.
56	de SOCALGAS Co. à EOR	Southern California Gas Co.
57	du nord de la Californie à PG&E	Pacific Gas and Electric
58	de PG&E à EOR	Pacific Gas and Electric
59	d'EOR au nord de la Californie	(Pacific Gas and Electric, 1992)
60	d'EOR au sud de la Californie	(Southern California Gas Co., 1992)
61	au large des côtes de l'Atlantique à l'Atlantique sud	(sans nom, 1995)
62	au large des côtes de l'Atlantique à la mi-Atlantique	(sans nom, 1995)
63	du Mexique à la côte du golfe du Mexique	Petroleos Mexicanos, Texas Eastern Transmission

Tableau A6-5 (suite)
Scénario de référence - composition des corridors pipeliniers

No.	Corridor Pipelinier	Pipelines Constitutifs
64	gaz naturel liquéfié à la côte du golfe du Mexique	Trunkline LNG
65	gaz naturel liquéfié à l'Atlantique sud	Columbia LNG, Southern Energy Co.
66	gaz naturel liquéfié à la Nouvelle -Angleterre	Distrigas
67	de Huntingdon au Pacifique nord-ouest	Northwest Pipeline, Ferndale Pipeline
68	du sud de l'Alberta à la frontière de la Californie	Pacific Gas Transmission, (doublement du PGT, 1993)
69	du sud de l'Alberta au Pacifique nord-ouest	Northwest Pipeline - via PGT & PITCO
70	du sud de l'Alberta au Centre nord-ouest	Montana Power Co.
71	du sud de l'Alberta aux Rocheuses	(Altamont, 1993)
72	de Monchy au Centre nord-ouest	Northern Border Pipeline, (agrandissement de Northern Border, 1992)
73	de Monchy au Centre nord-est	Northern Border Pipeline, (agrandissement de Northern Border, 1992)
74	d'Emerson au Centre nord-est	Great Lakes, Midwestern Gas Transmission
75	de la frontière de l'état de New-York à la mi-Atlantique	Niagara, St. Lawrence Gas, Portland Pipeline, Vermont Gas System
76	de la frontière de l'état de New-York à la mi-Atlantique	Iroquois
77	de la plate-forme Scotian à la Nouvelle-Angleterre	(Venture Project, 2000)
78	de la C.-B. aux consummateurs en C.-B.	Westcoast Transmission
79	de la C.-B. à Huntingdon	Westcoast Transmission
80	de la C.-B. à l'Alberta	Westcoast Transmission
81	de l'Alberta à la C.-B.	Westcoast Transmission
82	de l'Alberta à l'ouest Canadien	NOVA, Canadian Western, NW Utilities Ltd.
83	de l'Alberta à Monchy	NOVA + Foothills - tronçon est
84	de l'Alberta à la Saskatchewan	NOVA + TransCanada, NOVA + Saskatchewan Power
85	de l'Alberta au sud de l'Alberta	NOVA + Foothills - tronçon ouest
86	du nord du Canada à l'Alberta	(Mackenzie Valley Pipeline, 1996)
87	de la Saskatchewan à l'ouest Canadien	Saskatchewan Power
88	de la Saskatchewan à l'Ontario	TransCanada PipeLines
89	de la Saskatchewan à Emerson	TransCanada PipeLines
90	de l'Ontario à l'est du Canada	TransCanada PipeLines
91	de l'Ontario à la frontière de l'état de New-York	TransCanada PipeLines

Tableau A6-6
Scénario de référence - données d'entrée pour les corridors pipeliniers

No.[a]	Nom du corridor	Droits ($ CAN 1990/GJ)	Projet de pipeline Année de disponibilité commerciale
1	ANGTS à l'Alberta	2,81	1996
2	du nord au sud de l'Alaska	2,23	1996
3	du sud de l'Alaska au Japan	2,11	
4	de San Juan au sud de la Californie	0,32	
5	de San Juan au nord de la Californie	0,32	
6	de San Juan à EOR (Mojave)	0,43	1993
7	de San Juan aux Rocheuses	0,31	
8	de San Juan au Centre nord-ouest[b]	0,27	
9	de San Juan au bassin permien	0,42	1993
10	des Rocheuses à San Juan	0,31	
11	des Rocheuses au Centre nord-ouest	0,30	
12	des Rocheuses aux Plaines septentrionales	1,76[c]	2000
13	des Rocheuses à l'Anadarko	0,57	
14	des Rocheuses à l'EOR	0,62	1993
15	des Rocheuses au Pacifique nord-ouest	0,26	
16	des Rocheuses à la frontière de la Californie	0,38	1993
17	des Plaines septentrionales au Centre nord-est	1,55[c]	2017
18	des Plaines septentrionales au Centre nord-ouest	0,38	
19	de l'Anadarko au Centre nord-ouest	0,42	
20	de l'Anadarko au Centre nord-ouest	0,42	
21	de l'Anadarko au bassin permien	0,29	
22	de l'Anadarko au Centre sud-ouest	0,15	
23	de l'Anadarko à la côte du golfe du Mexique	0,15	
24	de l'Anadarko au bassin permien (El Paso)	0,06	
25	de l'Anadarko au bassin permien (Transwestern)	0,06	
26	de l'Arkoma à l'Anadarko	0,06	
27	de l'Arkoma au Centre sud-est	0,31	1992
28	du bassin permien à l'Anadarko	0,12	
29	du bassin permien au Centre nord-ouest	0,16	
30	du bassin permien au Centre sud-ouest	0,12	
31	du bassin permien à San Juan	0,16	
32	du bassin permien au sud de la Californie (El Paso)	0,37	
33	du bassin permien au sud de la Californie (Transwestern)	0,37	
34	du bassin permien à la côte du golfe du Mexique	0,31	
35	de la côte du golfe du Mexique au Centre sud-ouest	0,31	
36	de la côte du golfe du Mexique au bassin permien	0,31	
37	de la côte du Mexique au Centre sud-est	0,25	

[a] Les chiffres correspondent aux chiffres des corridors pipeliniers de la figure 6-2.
[b] Les débits maximaux de ce corridor pipelinier ont été fixés à 180 billion de pieds cubes par année.
[c] Ces droits sont calculés à l'interne en utilisant les coûts en capital et les coûts d'exploitation fournis par l'utilisateur.

Tableau A6-6 (suite)
Scénario de référence - données d'entrée pour les corridors pipeliniers

No.	Nom du corridor	Droits ($ C 1990/GJ)	Projet de pipeline Année de disponibilité commerciale
38	du Centre nord au Centre nord-est	0,38	
39	du Centre nord-ouest au Centre nord-est	0,61	
40	du Centre nord-est à la mi-Atlantique	0,78	1992
41	du Centre nord-est à l'Ontario	0,31	
42	du Centre sud-est au Centre nord-est	0,25	
43	du Centre sud-est à l'Atlantique sud	0,37	
44	du Centre sud-est à la mi-Atlantique	0,56	
45	des Appalaches à l'Atlantique sud	0,58	
46	des Appalaches à la mi-Atlantique	0,58	
47	de l'Atlantique sud à la mi-Atlantique	0,20	
48	de la mi-Atlantique à la Nouvelle-Angleterre	0,37	
49	du Pacifique nord-ouest à la frontière de la Californie	0,12	1993
50	du Pacifique nord-ouest aux Rocheuses	0,01	
51	de la frontière de la Californie au sud de la Californie	0,37	1993
52	de la frontière de la Californie au nord de la Californie [d]	0,11	
53	du sud de la Californie à SOCALGAS Co.	0,19	
54	du sud de la Californie à SDG&E	0,25	
55	du sud de la Californie à EOR	0,12	
56	de SOCALGAS Co. à EOR	0,50	
57	du nord de la Californie à PG&E	0,19	
58	de PG&E à EOR	0,47	
59	d'EOR au nord de la Californie	0,12	1993
60	d'EOR au sud de la Californie	0,12	1993
61	au large des côtes de l'Atlantique à l'Atlantique sud	0,87	1995
62	au large des côtes de l'Atlantique à la mi-Atlantique	1,38	1995
63	du Mexique à la côte du golfe du Mexique	1,30	
64	gaz naturel liquéfié à la côte du golfe du Mexique	0,31	
65	gaz naturel liquéfié à l'Atlantique sud	0,31	
66	gaz naturel liquéfié à la Nouvelle -Angleterre	0,62	

[d] Les coûts de transport passent à 0,17 $ si les débits excèdent 400 billion de pieds cubes par année.

Tableau A6-6 (suite)
Scénario de référence - données d'entrée pour les corridors pipeliniers

No.	Nom du corridor	Droits ($ C 1990/GJ)	Projet de pipeline Année de disponibilité commerciale
67	de Huntingdon au Pacifique nord-ouest	0,26	
68	du sud de l'Alberta à la frontière de la Californie [f]	0,15	
69	du sud de l'Alberta au Pacifique nord-ouest	0,31	
70	du sud de l'Alberta au Centre nord-ouest	0,87	
71	du sud de l'Alberta aux Rocheuses (Altamont)	0,45	1993
72	de Monchy au Centre nord-ouest [g]	0,36	
73	de Monchy au Centre nord-est [h]	0,50	1992
74	d'Emerson[i] au Centre nord-est	0,50	
75	de la frontière [j] de l'état de New-York à la mi-Atlantique (Niagara)	0,38	
76	de la frontière de l'état de New-York à la mi-Atlantique (Iroquois)	0,43	1992
77	de plate-forme Scotian à la Nouvelle-Angleterre	1,98	2000
78	de la C.-B. aux consummateurs en C.-B.	0,31	
79	de la C.-B. à Huntingdon	0,31	
80	de la C.-B. à l'Alberta[k]	0,07	1988
81	de l'Alberta à la C.-B.	0,03	
82	de l'Alberta à l'ouest Canadien	0,28	
83	de l'Alberta à Monchy	0,40	
84	de l'Alberta à la Saskatchewan	0,28	
85	de l'Alberta au sud de l'Alberta	0,35	
86	du nord du Canada à l'Alberta[l]	2,12	1996
87	de la Saskatchewan à l'ouest canadien	0,28	
88	de la Saskatchewan à l'Ontario	0,85	
89	de la Saskatchewan à Emerson	0,28	
90	de l'Ontario à l'est du Canada	0,00	
91	de l'Ontario à la frontière de l'état de New-York	0,00	

[e] Le sud de l'Alberta comprend les points d'exportation de Kingsgate, de Reaganfield, de Cardston et d'Aden.
[f] Les coûts de transport passent à 0,22 $ si les débits excèdent 400 billion de pieds cubes par année.
[g] Les coûts de transports passent à 0,53 $ si les débits excèdent 340 billion de pieds cubes par année.
[h] Les coûts de transport passent à 0,74 $ si les débits excèdent 220 billion de pieds cubes par année.
[i] Emerson comprend les points d'exportation d'Emerson, de Sprague et de Fort Frances.
[j] La frontière de l'état de New-York comprend les points d'exportation de Niagara, de Cornwall, de Phillipsburg, de Highwater et de Windsor.
[k] Les coûts de transport passent à 0,14 $ par mille pieds cubes si les débits excèdent 70 billion de pieds cubes par année.
[l] Les débits maximaux dans ce corridor pipelinier ont été fixés à 70 billion de pieds cubes par année.

Tableau A6-7
Scénario de référence - frais de distribution du gaz

Frais moyens de distribution au Canada par région et par marché

		Frais de distribution ($ CAN 1990/GJ)
Ouest du Canada	captif	1,49
	non captif	0,21
	électricité gaz/mazout	0,21
L'Est du Canada	captif	2,93
	non captif	0,71
	électricité gaz/mazout	0,71
Ontario	captif	2,24
	non captif	0,41
	électricité gaz/mazout	0,41
Colombie-Britannique	captif	2,49
	non captif	0,71
	électricité gaz/mazout	0,71

Frais moyens de distribution aux É.U. par région et par marché

		Frais de distribution ($ CAN 1990/GJ)
Pacifique nord-ouest	captif	3,45
	non captif	0,62
	électricité gaz/mazout	0,43
Californie	captif	2,65
	non captif	0,62
	électricité gaz/mazout	0,43
Californie - EOR	non captif	0,00
Centre nord-ouest et Rocheuses	captif	1,75
	non captif	0,32
	électricité gaz/mazout	0,27
Centre sud-ouest	captif	1,97
	non captif	0,15
	électricité gaz/mazout	0,15
Centre nord-est	captif	2,03
	non captif	0,62
	électricité gaz/mazout	0,37
Centre sud-est	captif	1,98
	non captif	0,15
	électricité gaz/mazout	0,11
Atlantique sud	captif	2,55
	non captif	0,33
	électricité gaz/mazout	0,11
Mi-Atlantique	captif	3,31
	non captif	0,62
	électricité gaz/mazout	0,22
Nouvelle-Angleterre	captif	3,05
	non captif	0,62
	électricité gaz/mazout	0,19
Alaska	captif	0,06
	électricité gaz/mazout	0,06

Tableau A6-8
Demande totale de gaz naturel Canadien

(pétajoules)

	utilisation finale	combustible et pertes des pipelines	combustible de retraitement	production d'électricité [1]	pertes de retraitement	demande intérieure	exportations nettes	demande totale	exportations brutes [2]	importations [2]
1989	2073	180	14	140	240	2647	1386	4033	1432	46
1990	2003	182	23	102	241	2551	1487	4038	1515	28
1991	2094	191	24	52	256	2618	1668	4286	1693	25
1992	2138	200	26	54	276	2694	1920	4614	1941	21
1993	2185	204	26	58	280	2753	1917	4670	1953	36
1994	2227	208	27	63	285	2810	1956	4766	2007	51
1995	2267	212	28	69	291	2866	1995	4861	2061	66
1996	2303	215	28	62	296	2904	2035	4939	2115	80
1997	2322	218	29	70	300	2938	2074	5013	2169	95
1998	2337	219	29	77	301	2963	2072	5036	2186	114
1999	2372	220	29	72	303	2998	2070	5068	2203	133
2000	2413	222	30	85	307	3056	2068	5125	2220	152
2001	2421	223	30	100	308	3082	2066	5148	2237	171
2002	2434	224	30	119	310	3117	2064	5182	2254	190
2003	2449	226	31	88	314	3108	2130	5238	2337	207
2004	2461	229	31	102	320	3143	2196	5339	2420	224
2005	2473	231	32	111	326	3172	2262	5434	2503	241
2006	2481	233	32	106	330	3182	2328	5510	2586	258
2007	2486	235	33	122	336	3213	2395	5608	2669	274
2008	2485	232	33	132	333	3216	2339	5555	2610	271
2009	2489	229	32	114	328	3193	2284	5477	2551	267
2010	2484	226	32	122	325	3188	2228	5416	2492	264
total	**51396**	**4757**	**629**	**2022**	**6608**	**65412**	**44944**	**110356**		

[1] Comprend le gaz naturel utilisé pour produire la vapeur dans les projets d'extraction du bitume.
[2] Exportations réelles de 1989, exportations réelles estimées de 1990.

Tableau A6-9
Capacité de production des réserves établies dans le BSOC

(pétajoules)

	capacité de production des réserves productrice						capacité de production des réserves non productrices				total pour le Canada établies	réserves restantes commercialisables au 31 déc	ratio R/P établies
	Alberta	C.-B.	Sask.	T.N.-O.	Ontario	Canada	Alberta	C.-B.	Sask.	Canada			
1990	4236	551	209	7	16	5019	81	8	2	91	5110	69559	14,61
1991	3982	535	217	25	16	4774	325	31	7	363	5137	64422	13,54
1992	3642	516	207	25	16	4406	649	62	15	725	5131	59291	12,56
1993	3307	500	180	25	14	4026	971	92	22	1085	5110	54180	11,60
1994	3000	481	152	22	13	3669	1210	115	26	1352	5021	49159	10,79
1995	2739	449	143	19	12	3362	1448	137	31	1616	4978	44181	9,87
1996	2474	415	130	18	11	3047	1519	144	32	1695	4742	39439	9,32
1997	2172	373	116	18	11	2690	1539	146	31	1715	4406	35033	8,95
1998	1938	324	102	15	10	2389	1547	146	30	1723	4113	30920	8,52
1999	1747	292	94	1	9	2143	1504	145	27	1676	3819	27102	8,10
2000	1567	259	87	1	9	1922	1399	141	24	1563	3485	23616	7,78
2001	1350	214	79	1	8	1652	1268	135	20	1424	3076	20541	7,68
2002	1225	178	72	0	8	1482	1121	128	17	1266	2749	17792	7,47
2003	1117	153	66	0	7	1343	951	119	14	1085	2428	15364	7,33
2004	988	131	60	0	7	1186	774	108	12	894	2080	13284	7,39
2005	838	112	49	0	7	1005	630	94	10	733	1738	11545	7,64
2006	735	94	40	0	7	876	503	78	9	590	1465	10080	7,88
2007	628	75	23	0	6	732	380	62	7	449	1181	8899	8,54
2008	538	52	14	0	6	611	293	49	6	348	959	7941	9,28
2009	486	43	9	0	6	544	230	37	5	272	815	7125	9,74
2010	433	38	5	0	6	482	191	30	5	226	708	6418	10,07

Tableau A6-10
Données historiques et prévisions du scénario de référence
Forages exploratoires axés sur le gaz et additions aux réserves de gaz commercialisable dans le BSOC

	données historiques			scénario de référence	
	forages exploratoires axés sur le gaz (millions de mètres)	additions aux réserves de gaz commercialisable (EJ)		forages exploratoires axés sur le gaz (millions de mètres)	additions aux réserves de gaz commercialisable (EJ)
1970	1,24	2,34	1990	1,26	2,00
1971	1,11	5,76	1991	1,28	2,00
1972	1,56	0,34	1992	1,34	2,05
1973	1,69	4,22	1993	1,46	2,20
1974	1,49	1,78	1994	1,56	2,30
1975	1,34	1,87	1995	1,84	2,65
1976	1,87	5,22	1996	2,13	3,00
1977	2,21	6,41	1997	2,57	3,50
1978	2,63	8,23	1998	3,04	4,00
1979	2,78	5,00	1999	3,41	4,30
1980	3,50	3,22	2000	3,73	4,50
1981	2,67	7,36	2001	3,82	4,40
1982	1,58	3,45	2002	3,77	4,15
1983	1,14	1,36	2003	3,07	3,25
1984	1,43	1,52	2004	3,09	3,15
1985	1,50	1,92	2005	3,31	3,25
1986	1,12	1,27	2006	4,00	4,20
1987	1,45	0,00	2007	4,60	4,40
1988	1,44	2,30	2008	4,82	4,40
1989	1,96	7,26	2009	4,89	4,25
			2010	4,82	4,00

Tableau A6-11
Tarifs de raccordement pour les additions aux réserves
en tant que fonction du coefficient prix-demande

(pourcentage par année)

	coefficient prix/demande		
année	1	2	3
1	5	15	40
2	5	15	30
3	5	25	20
4	5	25	10
5	10	10	0
6	10	10	0
7	15	0	0
8	15	0	0
9	15	0	0
10	15	0	0
total	100	100	100

Tableau A6-12
Données historiques - Offre et demande de gaz naturel - Canada - Règions traditionnelles

(pétajoules)	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
utilisation finale [a]	**914**	**1018**	**1135**	**1156**	**1271**	**1265**	**1327**	**1428**	**1503**	**1592**
combustible de pipeline et pertes	86	97	109	115	119	118	118	122	119	126
combustible de retraitement	5	8	11	10	11	11	11	12	14	15
usage propre total	**91**	**105**	**120**	**125**	**130**	**129**	**129**	**134**	**133**	**141**
production d'électricité	99	100	148	200	173	195	139	132	106	104
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pertes de retraitement	44	55	74	81	78	77	74	71	69	102
demande intérieure	**1148**	**1278**	**1477**	**1562**	**1652**	**1666**	**1669**	**1765**	**1811**	**1939**
exportations	858	1003	1110	1130	1054	1019	1027	1077	949	1094
importations	-11	-15	-17	-16	-14	-11	-4	0	0	0
disposition totale [b]	**1995**	**2266**	**2570**	**2676**	**2692**	**2674**	**2692**	**2842**	**2760**	**3033**
production totale	**2037**	**2260**	**2569**	**2741**	**2687**	**2728**	**2754**	**2872**	**2777**	**3007**
capacité de production [c]	**2280**	**2606**	**2822**	**2986**	**3148**	**3355**	**3520**	**3740**	**4015**	**4400**

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
utilisation finale [a]	**1568**	**1561**	**1615**	**1629**	**1763**	**1875**	**1840**	**1818**	**2010**	**2073**
combustible de pipeline et pertes	118	118	114	116	139	155	148	162	172	180
combustible de retraitement	16	17	16	12	11	13	18	22	22	14
usage propre total	**134**	**135**	**130**	**127**	**150**	**168**	**166**	**184**	**194**	**194**
production d'électricité	84	69	61	75	68	56	60	55	67	137
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2
pertes de retraitement	155	162	160	153	181	198	183	190	200	240
demande intérieure	**1941**	**1926**	**1966**	**1985**	**2161**	**2297**	**2249**	**2249**	**2473**	**2646**
exportations	863	824	845	764	812	975	794	1058	1337	1432
importations	0	0	0	0	0	0	-10	-4	-24	-46
disposition totale [b]	**2804**	**2750**	**2811**	**2749**	**2973**	**3272**	**3033**	**3303**	**3786**	**4032**
production totale	**2764**	**2739**	**2807**	**2664**	**2901**	**3162**	**2905**	**3135**	**3638**	**3843**
capacité de production [c]	**4840**	**5060**	**5335**	**5533**	**5335**	**5495**	**5269**	**5052**	**5022**	**5000**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] La demande pour utilisation finale, par combustible et par secteur, est indiquée au tableau A4-5.
[b] La disposition totale diffère de la production totale étant donné que le gaz naturel synthétique est inclu dans la disposition sans apparaître dans la production de gaz naturel, les variations de stocks et les écarts statistiques.
[c] Estimations fondées sur les rapports antérieurs.

Tableau A6-13
Capacité de production totale du Canada

(pétajoules)

	capacité de production des réserves établies dans le BSOC					capacité de production des additions dans le BSOC	capacité de production totale du BSOC	capacité de production des régions pionnières	capacité de production totale du Canada	production totale du Canada	capacité de production totale ajustée du Canada
	Alberta	C.-B.	Sask.	autres	total						
1990	4317	559	211	23	5110	8	5118	0	5118	4034	5118
1991	4306	566	224	41	5137	25	5162	0	5162	4281	5170
1992	4290	578	221	41	5131	65	5196	0	5196	4614	5202
1993	4278	592	201	39	5110	130	5241	0	5241	4670	5256
1994	4211	596	179	35	5021	244	5265	0	5265	4766	5343
1995	4187	587	174	31	4978	413	5392	0	5392	4861	5436
1996	3993	559	161	29	4742	618	5360	0	5360	4939	5614
1997	3711	518	147	29	4406	868	5273	0	5273	5013	5657
1998	3485	471	132	25	4113	1148	5261	0	5261	5036	5657
1999	3251	437	121	10	3819	1457	5276	0	5276	5068	5700
2000	2965	399	111	10	3485	1768	5254	0	5254	5125	5779
2001	2618	349	99	9	3076	2070	5146	0	5146	5148	5825
2002	2346	306	89	8	2749	2370	5119	0	5119	5182	5839
2003	2068	272	81	7	2428	2643	5071	0	5071	5238	5775
2004	1763	239	72	7	2080	2917	4997	485	5482	5339	6269
2005	1467	205	59	7	1738	3178	4916	485	5401	5434	6349
2006	1239	172	48	7	1465	3410	4876	485	5361	5510	6386
2007	1008	137	30	6	1181	3602	4783	485	5268	5608	6363
2008	831	101	20	6	959	3763	4721	485	5206	5555	6290
2009	716	80	14	6	815	3864	4679	800	5479	5477	6506
2010	624	68	10	6	708	3950	4658	925	5583	5416	6560

Tableau A6-14
Ratios R/P prévus dans le BSOC

année	RIC [1] à la fin de l'année (EJ)	BSOC [2] production pendant l'année (EJ)	production cumulative à la fin de l'année (EJ)	additions aux réserves (EJ)	RRC [3] à la fin de l'année (EJ)	R/P [4]
1989	145,1	4,0	71,1	7,3	74,0	17,7
1990	147,1	4,0	75,1	2,0	71,9	18,3
1991	149,1	4,3	79,4	2,0	69,7	16,8
1992	151,1	4,6	84,0	2,1	67,1	15,1
1993	153,3	4,7	88,7	2,2	64,6	14,4
1994	155,6	4,8	93,5	2,3	62,2	13,6
1995	158,3	4,9	98,3	2,7	59,9	12,8
1996	161,3	4,9	103,3	3,0	58,0	12,1
1997	164,8	5,0	108,3	3,5	56,5	11,6
1998	168,8	5,0	113,3	4,0	55,5	11,2
1999	173,1	5,1	118,4	4,3	54,7	10,9
2000	177,6	5,1	123,5	4,5	54,1	10,7
2001	182,0	5,1	128,6	4,4	53,3	10,5
2002	186,1	5,2	133,8	4,2	52,3	10,3
2003	189,4	5,2	139,1	3,3	50,3	10,0
2004	192,5	4,9	143,9	3,2	48,6	10,4
2005	195,8	4,9	148,9	3,3	46,9	9,8
2006	200,0	5,0	153,9	4,2	46,1	9,3
2007	204,4	5,1	159,0	4,4	45,3	9,0
2008	208,8	5,1	164,1	4,4	44,7	8,9
2009	213,0	4,7	168,8	4,3	44,2	9,6
2010	217,0	4,5	173,3	4,0	43,8	9,9

[1] Réserves initiales commercialisables.
[2] La production provenant des régions pionnières est exclue.
[3] Réserves restantes commercialisables.
[4] Réserves restantes: ratio de production, c.-à-d., les RRC de l'année antérieure divisées par la production de l'année en cours.

Annexe 7
Tableau A7-1
Données historiques
Réserves établies initiales et réserves restantes de pétrole brut classique
ensemble du Canada

(millions de mètres cubes)

	Réserves initiales de pétrole brut			Réserves restantes de pétrole brut		
	Léger	Lourd	Total	Léger	Lourd	Total
1967	N.D.	N.D.	2154,2	N.D.	N.D.	1610,5
1968	N.D.	N.D.	2258,0	N.D.	N.D.	1655,0
1969	N.D.	N.D.	2324,5	N.D.	N.D.	1659,2
1970	N.D.	N.D.	2348,7	N.D.	N.D.	1611,8
1971	N.D.	N.D.	2387,5	N.D.	N.D.	1573,4
1972	N.D.	N.D.	2406,8	N.D.	N.D.	1513,5
1973	N.D.	N.D.	2416,9	N.D.	N.D.	1420,6
1974	N.D.	N.D.	2413,5	N.D.	N.D.	1320,2
1975	1900,8	308,4	2209,2	901,2	128,1	1029,3
1976	1890,0	317,2	2207,2	826,2	127,9	954,1
1977	1920,7	325,1	2245,8	794,9	124,4	919,3
1978	1939,4	325,6	2265,0	752,4	114,1	866,5
1979	1935,2	352,3	2287,5	679,1	128,4	807,5
1980	1935,4	378,9	2314,3	615,4	144,3	759,7
1981	1980,4	355,7	2336,1	598,2	117,3	715,5
1982	2055,1	365,6	2420,7	616,5	119,2	735,7
1983	2085,5	385,7	2471,2	595,2	123,8	719,0
1984	2164,8	404,1	2568,9	612,9	127,7	740,6
1985	2217,2	419,0	2636,2	609,0	128,4	737,4
1986	2264,2	434,4	2698,6	600,7	130,1	730,8
1987	2288,1	456,1	2744,2	569,2	136,0	705,2
1988	2302,2	476,6	2778,8	526,2	140,0	666,2
1989	2400,1	487,5	2887,6	570,5	134,2	704,7

Nota: N.D. signifie que les données ne sont pas disponibles.

Source: Données de l'Office national de l'énergie.

Tableau A7-2
Ressources en pétrole brut classique
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

(millions de mètres cubes)

	Ressources récupérables découvertes (1)						Ressources récupérables non découvertes (2)				Potentiel de ressources ultimes (3)			
	Primaire	Récup. amél. du pétrole	Réserves établies init.	Récup. amél. fut. du pétrole	Total	Pétrole en place	Primaire	Récup. amél. du pétrole	Total	Pétrole en place	Primaire	Récup. amél. du pétrole	Total	Pétrole en place
C.-B.														
Léger	60	30	90	10	**100**	251	13	07	**20**	55	73	46	**119**	306
Alberta														
Léger	1 378	604	1 982	260	**2 242**	6 953	316	138	**454**	1 593	1 693	1 003	**2 696**	8 546
Lourd	116	57	172	115	**287**	1 422	72	35	**107**	770	188	207	**395**	2 192
Saskatchewan														
Léger	118	45	163	25	**188**	913	28	11	**39**	218	147	81	**227**	1 131
Lourd	176	139	315	205	**520**	2 564	91	72	**163**	1 155	267	416	**683**	3 719
Manitoba														
Léger	25	11	35	00	**35**	130	06	02	**08**	30	30	13	**43**	160
Total pour le BSOC														
Léger	1 581	689	2 270	295	**2 565**	8 246	363	158	**521**	1 897	1 944	1 142	**3 086**	10 143
Lourd	292	196	488	320	**808**	3 986	163	107	**270**	1 925	455	623	**1 078**	5 911
Total	1 872	885	2 757	615	**3 372**	12 232	526	265	**791**	3 822	2 398	1 765	**4 163**	16 054

* Estimées.

(1) Le total comprend les réserves initiales de pétrole récupérable par des méthodes primaires et améliorées et les réserves futures récupérables par des méthodes améliorées dans les gisements établis. Le potentiel total des gisements établis peut être comparé au pétrole en place afin d'obtenir une estimation du pourcentage de la ressource en place que l'on prévoit récupérer dans les gisements existants.

(2) Les ressources non découvertes comprennent les futurs agrandissements aux gisements existants et les nouvelles découvertes.

(3) Le potential total de ressources ultimes est la somme des ressources récupérables découvertes et non découvertes et peut être comparé aux ressources globales en place afin d'obtenir une estimation du pourcentage des ressources en place que l'on prévoit récupérer.

Tableau A7-3
Prévisions des prix à différents endroits

Scénario de référence

(dollars de 1990)

	WTI à Cushing [a]	WTI à Chicago [a,b]	Léger Alberta Edmonton[c]	Différence léger / bitume	Léger à la tête de puits [d]	Au large de la côte est [e]	Mer de Beaufort [f]	Bitume, Alberta à la tête de puits [g]
	$ US / baril	$ CAN/ m3	($ CAN / m3)					
1990	20,00	151,03	143,03	62,72	135,03	143,03	39,03	80,31
1991	20,30	158,55	150,55	65,29	142,55	150,55	46,55	85,26
1992	20,61	162,60	154,60	66,91	146,60	154,60	50,60	87,69
1993	20,92	166,74	158,74	68,56	150,74	158,74	54,74	90,18
1994	21,24	168,92	160,92	69,66	152,92	160,92	56,92	91,26
1995	21,56	171,09	163,09	70,76	155,09	163,09	59,09	92,33
1996	21,88	173,25	165,25	71,86	157,25	165,25	61,25	93,39
1997	22,22	175,56	167,56	72,96	159,56	167,56	63,56	94,60
1998	22,55	177,78	169,78	74,06	161,78	169,78	65,78	95,72
1999	22,89	180,06	172,06	75,17	164,06	172,06	68,06	96,89
2000	23,24	182,42	174,42	76,27	166,42	174,42	70,42	98,15
2001	23,59	185,30	177,30	77,37	169,30	177,30	73,30	99,93
2002	23,95	188,26	180,26	78,47	172,26	180,26	76,26	101,79
2003	24,31	191,23	183,23	79,57	175,23	183,23	79,23	103,66
2004	24,68	194,28	186,28	80,67	178,28	186,28	82,28	105,61
2005	25,05	197,33	189,33	81,77	181,33	189,33	85,33	107,56
2006	25,43	200,47	192,47	82,87	184,47	192,47	88,47	109,60
2007	25,81	203,62	195,62	83,97	187,62	195,62	91,62	111,65
2008	26,20	206,84	198,84	85,07	190,84	198,84	94,84	113,77
2009	26,60	210,16	202,16	86,17	194,16	202,16	98,16	115,99
2010	27,00	213,48	205,48	87,27	197,48	205,48	101,48	118,21

[a] Taux de change du $ CAN par rapport au $ US : 0,85 pour 1990; 0,82 pour 1992; et 0,80 après 1992.

[b] Le prix en dollars canadiens comprend les droits de l'oléoduc Cushing-Chicago, soit 0,40 $ US le baril.

[c] Les droits pipeliniers entre Chicago et l'Alberta sont évalués à 8,00 $ CAN le mètre cube.

[d] Les coûts de collecte par pipeline en Alberta sont évalués à 8,00 $ CAN le mètre cube.

[e] La différence de prix entre le WTI à Chicago et le prix à la tête de puits dans les régions au large de la côte est est évaluée à 8,00 $ CAN le mètre cube.

[f] Le prix du pétrole provenant de la mer de Beaufort est obtenu en soustrayant les frais de transport de 8,00 $ CAN le mètre cube entre Chicago et l'Alberta, et puis, pour obtenir le prix à la tête de puits dans la mer de Beaufort, en déduisant un droit pipelinier de 104 $ CAN le mètre cube pour un pipeline ayant un débit de 20 000 mètres cubes par jour.
Les droits de 104 $ CAN le mètre cube sont uniquement fondés sur le transport dans le pipeline du pétrole provenant du gisement Amauligak et comprennent les coûts d'expédition en Alberta jusqu'à Edmonton.

[g] Le prix du bitume est calculé en soustrayant les frais de transport de 8,00 $ CAN le mètre cube entre Chicago et l'Alberta et la différence de prix entre le bitume au gisement et le brut léger à Edmonton.

Tableau A7-4
Données historiques et prévisions
Forages exploratoires axés sur le pétrole et additions aux réserves de pétroles bruts classiques léger et lourd au moyen de la récupération primaire (a)

	Forages (millions de mètres)	Additions aux réserves (b) (millions de mètres cubes)	Rythme des additions (mètres cubes le mètre)
1965	1,2	79,2	66,4
1966	1,1	115,5	106,6
1967	1,1	88,5	79,3
1968	1,2	86,1	70,7
1969	1,3	3,1	2,4
1970	0,6	0,0	0,0
1971	0,6	33,8	52,2
1972	0,5	7,9	16,3
1973	0,6	3,4	6,0
1974	0,4	3,5	9,8
1975	0,3	11,6	38,1
1976	0,4	12,7	32,2
1977	0,6	21,2	35,7
1978	1,0	25,4	26,2
1979	1,3	21,2	15,9
1980	1,8	2,4	1,3
1981	1,5	37,7	25,8
1982	1,5	52,0	34,3
1983	1,6	46,8	28,6
1984	2,5	83,5	33,7
1985	3,0	43,4	14,3
1986	1,6	43,0	26,7
1987	1,9	26,4	13,6
1988	1,9	20,2	10,4
1989	1,2	16,2	13,2
1990	1,2	22,8	19,0
1991	1,2	22,1	18,4
1992	1,2	21,4	17,8
1993	1,2	20,7	17,2
1994	1,2	20,0	16,7
1995	1,2	19,1	16,2
2000	1,0	13,8	14,0
2005	0,9	11,6	12,3
2010	0,9	9,9	10,9

[a] Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

[b] Comprend uniquement les additions aux réserves obtenues grâce à la récupération primaire.

Tableau A7-5
Coûts directs marginaux pour le pétrole brut (a)
Ouest canadien

Accroissements des additions aux réserves (b) (millions de mètres cubes)	Scénario de référence (c) ($C de 1990 le mètre cube)
0 - 50	136
50 - 100	146
100 - 150	158
150 - 200	173
200 - 250	190
250 - 300	211
300 - 350	240
350 - 400	306

Nota : (a) Les coûts directs marginaux pour le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd.

(b) Récupérable à l'aide des mécanismes de récupération primaire.

(c) Comprend une redevance de 10% sur la production marginale.

Tableau A7-6
Coût de l'offre du pétrole provenant des régions pionnières et calendrier des projets

Région et champ	Ressource découverte	Taux de production de pointe	Coût de l'offre avant impôt et redevances en dollars de 1990 *			Taux de rendement réel après impôt [h]	Année du début des travaux	Année du commencement de la production
			À la tête de puits	Transport	Cushing (1)			
	millions de m3	milliers de m3 / j	$CAN /m3	$ CAN /m3	$ US/baril	pourcentage		
Au large de la côte est								
Cohasset/Panuke [a]	5,6	2,6	110	8	15	31	1990	1992
Terra Nova [b]	50,0	13,9	140	8	19	17	1995	1998
Hibernia [c]	83,5	17,5	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1990	1996
Beaufort/Mackenzie								
Amauligak [d]	53,2	12,3	80	112 [g]	25	19	2000	2004
Petits gisements [e]	36,6	6,5	140	74 [g]	28	26	2009	2011
Nouvelles découvertes quant. nécessaire pour utiliser la capacité pipelinière [f]	45,3	8,3	N.D.	62 [g]	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

* Sauf les coûts irrécupérables.

(1) Taux de change de 0,80 $ US pour 1,00 $ CAN.

[a] Le projet a obtenu l'approbation des organismes de réglementation et on prévoit que la production commencera au printemps de 1992.

[b] L'exploitation à partir d'une plateforme flottante est économique en vertu des prix du pétrole brut prévus en 1990 selon le scénario de référence, mais étant donné l'état actuel du projet, nous prévoyons que le début de la construction sera reportée jusqu'en 1995, et la production commencera en 1998.

[c] Nous n'avons pas inclu les aspects financiers de l'offre provenant du champ Hibernia, car ce projet est actuellement en construction, les autorités législatives ayant approuvé les Principes de juillet 1988.

[d] Les droits pipeliniers ne sont fondés que sur le débit du pétrole provenant d'Amauligak, même si un oléoduc de 20 po aurait une capacité de 20 000 mètres cubes par jour ou davantage.

[e] Les droits pipeliniers sont fondés sur les débits combinés du pétrole provenant d'Amauligak et des petits gisements.

[f] Les droits pipeliniers sont fondés sur les débits combinés de pointe d'Amauligak et des petits gisements qui seront maintenus pendant une période de 20 ans. Ce qui exigera 135,1 millions de mètres cubes de pétrole pendant les 20 années de durée du pipeline, desquels 45,3 millions de mètres cubes représentent des volumes non encore découverts.

[g] Tous les droits pipeliniers sont fondés sur les mêmes coûts en capital et d'exploitation de pipelines; ces coûts n'ont pas été ajustés selon le débit. Les droits mentionnés en [d], [e] et [f] varient selon la quantité de pétrole transportée dans le pipeline; ils incluent 8,00 $ CAN le mètre cube pour acheminer le pétrole d'Edmonton à Chicago et 0,40 $ US pour le transporter de Chicago à Cushing.

[h] Le taux de rendement sur le capital marginal du projet (c.-à-d., sauf les coûts irrécupérables) en fonction des prévisions des prix du scénario de référence.

Tableau A7-7
Coûts de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume et calendrier des projets

Coût de l'offre avant impôt et redevances en dollars de 1990 [a]

Projet	Capacité de production du projet	Coût à la sortie de l'usine des charges d'alimentation	Coût de valorisation	Coût à la sortie de l'usine du pétrole synthétique	Cushing [b], [c]	Taux de rendement réel après impôt [h]	Année du début des travaux	Années du commencement de la production
	milliers de m3 / j	$ CAN/m3	$ CAN/m3	$ CAN/m3	$ US/baril	pourcentage		
Projets d'extraction du bitume [d]	1 à 3	65 à 90	N.D.	N.D.	11 à 14	10 à 15	Variable	Variable
Usines de valorisation								
Husky Bi-Provincial [e]	7	87	96	183	25	1	1989	1993
Installations de valorisation aux raffineries								
Projet 1 [f]	3	87	82	169	23	12	2000	2004
Installations d'exploitation des sables bitumineux								
Projet 1 [g]	12	N.D.	N.D.	198	27	8	2000	2005
Projet 2 [g]	12	N.D.	N.D.	198	27	10	2004	2009

[a] Sauf les coûts irrécupérables.
[b] Taux de change de 0,80 $ US pour 1,00 $ CAN.
[c] Ajouter 16,00 $ CAN le mètre cube pour le transport du bitume jusqu'à Chicago; ajouter 8,00 $ CAN le mètre cube pour transporter le pétrole brut synthétique ou valorisé jusqu'à Chicago et 0,40 $ US le baril pour le transport entre Chicago et Cushing.
[d] Le début de la production d'un projet est fixé à trois ans environ après que les prix ont atteint la parité avec les coûts de l'offre.
[e] Notre analyse ne tient pas compte de certains avantages consentis à ce projet par les gouvernements fédéral et provinciaux.
[f] La comparaison du coût de l'offre de la valorisation en raffinerie, au taux réel d'actualisation de 10 %, montre qu'en 2006, la différence de prix dépassera les coûts de valorisation.
[g] Les coûts de l'offre du pétrole brut synthétique ne croise pas notre projection du prix du pétrole brut avant la fin de la période des prévisions. Le premier projet a été légèrement devancé du point de croisement.
[h] Le taux de rendement sur le capital marginal du projet (c.-à-d., sauf les coûts irrécupérables) en fonction des prévisions des prix du scénario de référence.

Tableau A7-8
Additions aux réserves de pétrole brut léger classique et capacité de production
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Annee	Additions (millions de mètres cubes)						Capacité de production (milliers de mètres cubes par jour)		
	Ressources récupérables découvertes				Ressources non découvertes (réc. primaire et améliorée)	Total découvertes et non découvertes	Total ressources découvertes récupérables	Ressources non découvertes récupérables (réc. primaire et améliorée)	Total Découvertes et non découvertes
	For. inter-calaire*	Injec. d'eau	Injec. de fl. misc.	Total					
1990	1,0	3,0	1,0	5,0	15,1	20,1	0,5	1,7	2,3
1991	1,0	3,0	1,0	5,0	15,0	20,0	1,6	5,3	7,0
1992	1,0	3,5	1,0	5,5	14,9	20,4	2,8	9,1	11,9
1993	1,0	3,5	1,0	5,5	14,9	20,4	4,0	12,8	16,8
1994	1,0	3,5	1,0	5,5	14,8	20,3	5,2	16,6	21,8
1995	1,5	3,0	1,0	5,5	14,6	20,1	6,5	20,0	26,5
1996	1,5	2,5	1,5	5,5	14,3	19,8	7,6	22,9	30,5
1997	1,5	2,5	1,5	5,5	13,1	18,6	8,6	25,1	33,7
1998	2,0	2,0	2,0	6,0	12,3	18,3	9,5	26,8	36,3
1999	2,0	2,0	2,0	6,0	11,5	17,5	10,4	27,9	38,3
2000	2,5	1,5	3,0	7,0	10,9	17,9	11,2	28,6	39,8
2001	2,5	1,5	3,0	7,0	10,5	17,5	12,1	28,9	41,0
2002	2,5	1,5	3,0	7,0	10,1	17,1	12,9	29,0	41,9
2003	3,0	1,0	3,0	7,0	9,8	16,8	13,6	28,9	42,5
2004	3,0	1,0	3,0	7,0	9,4	16,4	14,2	28,7	42,9
2005	3,0	1,0	3,0	7,0	9,1	16,1	14,9	28,4	43,3
2006	3,0	1,0	3,0	7,0	8,8	15,8	15,5	28,2	43,7
2007	3,0	1,0	3,0	7,0	8,5	15,5	16,1	27,9	44,0
2008	3,0	1,0	2,0	6,0	8,3	14,3	16,6	27,7	44,3
2009	4,0	0,0	2,0	6,0	8,0	14,0	17,0	27,6	44,5
2010	4,0	0,0	2,0	6,0	7,8	13,8	17,3	27,4	44,8
Total	**47,0**	**39,0**	**43,0**	**129,0**	**241,6**	**370,6**			

* Nota: Cette catégorie comprend les additions obtenues grâce aux forages intercalaires et aux innovations techniques comme le forage horizontal.

Tableau A7-9
Additions aux réserves de pétrole brut lourd classique et capacité de production
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Additions
(millions de mètres cubes)

Capacité de production
(milliers de mètres cubes par jour)

Annee	Ressources récupérables découvertes				Ressources non découvertes (réc. primaire et améliorée)	Total découvertes et non découvertes	Total ressources découvertes récupérables	Ressources non découvertes récupérables (réc. primaire et améliorée)	Total Découvertes et non découvertes
	For. Inter-calaire*	Injec. d'eau	Therm.	Total					
1990	0,5	2,0	0,0	2,5	14,5	17,0	0,2	0,9	1,1
1991	0,5	2,0	0,0	2,5	14,5	17,0	0,9	4,4	5,3
1992	0,5	2,5	0,0	3,0	14,6	17,6	1,6	8,5	10,1
1993	0,5	2,5	0,0	3,0	14,6	17,6	2,4	12,5	14,9
1994	0,5	2,0	0,0	2,5	14,6	17,1	3,2	16,5	19,7
1995	0,5	2,0	0,0	2,5	13,9	16,4	3,9	20,4	24,2
1996	0,5	2,0	0,0	2,5	13,3	15,8	4,4	23,4	27,8
1997	0,5	1,5	0,0	2,0	12,1	14,1	4,8	25,7	30,6
1998	0,5	1,5	0,0	2,0	11,4	13,4	5,1	27,3	32,4
1999	1,0	1,0	0,0	2,0	10,7	12,7	5,2	28,3	33,5
2000	1,0	1,0	0,0	2,0	10,2	12,2	5,4	28,8	34,1
2001	1,0	1,0	0,0	2,0	9,8	11,8	5,4	28,9	34,3
2002	1,5	1,0	0,0	2,5	9,5	12,0	5,5	28,8	34,3
2003	2,0	1,0	0,0	3,0	9,1	12,1	5,8	28,5	34,2
2004	2,0	1,0	0,0	3,0	8,8	11,8	6,1	28,0	34,1
2005	2,0	1,0	1,0	4,0	8,5	12,5	6,5	27,5	34,0
2006	3,0	0,0	1,5	4,5	8,3	12,8	7,2	27,0	34,2
2007	3,0	0,0	1,5	4,5	8,0	12,5	8,0	26,5	34,5
2008	3,0	0,0	2,0	5,0	7,8	12,8	8,7	26,0	34,8
2009	3,0	0 0	2,0	5,0	7,6	12,6	9,6	25,6	35,2
2010	3,0	0,0	2,0	5,0	7,4	12,4	10,3	25,3	35,6
Total	30,0	25,0	10,0	65,0	229,2	294,2			

* Nota: Cette catégorie comprend les additions obtenues grâce aux forages intercalaires et aux innovations techniques comme le forage horizontal.

Tableau A7-10
Réserves établies de pétrole brut classique et capacité de production connexe
par pipeline et par région - Pétrole brut léger

	réserves initiales établies au 31-12-89	production cumulative au 31-12-89	réserves établies restantes au 31-12-89	capacité de production des réserves restantes au 31-12-89								
	(millions de mètres cubes)			(mètres cubes par jour)								
				1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
Iles de l'Arctique												
Bent Horn	1,000	0,180	0,820	130	130	130	130	130	130	130	127	0
total ajusté [a]				**130**	**130**	**130**	**130**	**130**	**130**	**130**	**127**	**0**
Territoires du Nord Ouest												
Norman Wells	35,200	12,145	23,055	4900	4900	4900	4782	4347	3933	2385	1447	877
total ajusté [a]				**4900**	**4900**	**4900**	**4782**	**4347**	**3933**	**2385**	**1447**	**877**
Colombie-Britannique												
Blueberry Taylor Pipelines	19,435	14,774	4,661	1928	1605	1346	1137	965	823	393	175	70
Trans-Prairie Pipeline Ltd. Beaton River	29,813	26,318	3,495	1163	1015	877	761	663	581	306	180	98
Trans-Prairie Pipeline Ltd. Boundary Lake Taylor	34,916	27,941	6,975	1601	1472	1355	1247	1149	1059	707	468	317
Canadian Hunter Exploration Ltd. Pipeline	2,095	0,099	1,996	630	630	630	628	552	452	166	61	22
camion et wagon-citerne	3,266	1,628	1,638	407	366	330	300	273	249	165	116	85
total pour la Colombie-Britannique	**89,525**	**70,760**	**18,765**	**5729**	**5088**	**4538**	**4073**	**3602**	**3164**	**1737**	**1000**	**592**
total ajusté [a]				**5729**	**5300**	**4762**	**4336**	**3889**	**3447**	**1903**	**1039**	**593**
Alberta												
Bow River Pipe Lines Ltd.	24,740	13,476	11,264	4163	3641	3093	2626	2243	1926	974	505	242
Cremona Pipeline System	38,298	32,714	5,584	2173	1870	1608	1390	1207	1052	483	215	120
Federated Pipe Lines Ltd.	350,145	281,617	68,528	16169	14618	13021	11442	10123	9017	5509	3698	2690
Gibson Petroleum Company Ltd.	16,488	12,520	3,968	2459	1932	1522	1201	951	754	218	0	0
Gulf Canada Pipeline	135,417	119,415	16,002	6483	5586	4775	4096	3496	2965	1312	593	179
Imperial Pipe Line Company, Limited-Ellerslie	61,500	58,248	3,252	1678	1246	975	790	655	553	277	148	9
Imperial Pipe Line Company, Limited-Excelsior	7,443	7,047	0,396	165	137	116	100	87	76	37	11	0
Imperial Pipe Line Company, Limited-Leduc	60,793	60,093	0,700	401	325	271	218	180	160	9	0	0
Imperial Pipe Line Company, Limited-Redwater	130,835	126,229	4,606	1886	1615	1388	1199	1039	904	450	190	0
Murphy Milk River Pipeline	7,241	4,468	2,773	1100	914	769	654	562	486	228	146	60
Norcen Energy Resources Ltd.	19,000	16,553	2,447	1000	992	867	724	605	505	205	0	0
Peace Pipe Line Ltd.	188,808	132,245	56,563	18405	16355	14346	12409	10644	9187	4794	2735	1720
Pembina Pipeline Company Ltd.	355,583	247,735	107,948	23887	20344	16964	14380	12464	10961	6797	4865	3765
Rainbow Pipe Line Company Ltd.	276,385	208,715	67,670	21722	19208	16900	14491	12463	10780	5546	3114	1817
Rangeland Pipe Line Company Ltd.	93,346	68,507	24,839	7890	6787	5751	4933	4274	3741	2023	1272	768
Bonnie Glen Pipe Line	169,028	158,701	10,327	4549	3533	2808	2275	1873	1566	752	445	313
Trans-Prairie Pipelines Ltd.-Boundary Lake S.	5,604	3,751	1,853	475	430	389	353	320	291	183	118	74
Twining Pipeline Division	8,186	5,163	3,023	510	467	429	397	368	343	254	190	160
Valley Pipeline	25,486	22,395	3,091	402	385	371	357	344	330	272	224	184
camion et wagon-citerne	0,136	0,071	0,065	5	5	5	5	5	5	4	4	3
non définies et confidentielles	7,200	0,428	6,772	2500	2328	2004	1725	1485	1278	603	285	134
total pour l'Alberta	**1981,762**	**1580,091**	**401,671**	**118022**	**102719**	**88372**	**75765**	**65388**	**56880**	**30930**	**18758**	**12238**
total ajusté [a]				**118022**	**106996**	**92734**	**80659**	**70607**	**61974**	**33878**	**19489**	**12258**

Tableau A7-10 (suite)
Réserves établies de pétrole brut classique et capacité de production connexe
par pipeline et par région - Pétrole brut léger

	réserves initiales établies au 31-12-89	production cumulative au 31-12-89	réserves établies restantes au 31-12-89	capacité de production des réserves restantes au 31-12-89								
	(millions de mètres cubes)			1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
							(mètres cubes par jour)					
Saskatchewan												
Bow River Pipeline Ltd. - léger	18,252	13,496	4,756	1793	1578	1425	1184	1015	932	327	234	92
Producers Pipeline Company - sud-est de la Sask. - léger	145,167	116,004	29,163	9220	8633	7680	6767	5976	5288	2898	1554	462
total pour la Saskatchewan	**163,419**	**129,500**	**33,919**	**11013**	**10211**	**9105**	**7951**	**6991**	**6220**	**3225**	**1788**	**554**
total ajusté [a]				**11013**	**10636**	**9554**	**8465**	**7549**	**6777**	**3532**	**1858**	**555**
Manitoba												
Trans-Prairie Pipelines Ltd.	35,182	27,121	8,061	1944	1811	1663	1530	1409	1301	840	602	370
total ajusté [a]				**1944**	**1866**	**1745**	**1629**	**1521**	**1418**	**920**	**625**	**371**
Ontario												
total pour l'Ontario	11,040	9,944	1,096	629	506	408	328	264	213	72	0	0
total ajusté [a]				**629**	**527**	**428**	**349**	**285**	**232**	**79**	**0**	**0**
total pour le Canada	**2317,128**	**1829,741**	**487,387**	**142367**	**125365**	**109116**	**94559**	**82131**	**71841**	**39319**	**23722**	**14631**
indice de durée des réserves				**9,4**	**9,5**	**9,8**	**10,1**	**10,5**	**10,9**	**12,7**	**14,2**	**16,3**
capacité de production ajustée				**142367**	**130375**	**114253**	**100350**	**88328**	**77911**	**42827**	**24585**	**14654**
indice de durée des réserves ajusté				**9,4**	**9,2**	**9,3**	**9,5**	**9,6**	**9,8**	**10,5**	**11,3**	**12,0**

Note: [a] L'indice de durée des réserves de la capacité de production non ajustée et prévue des réserves établies passe de 9,4 en 1990 à 16,3 en 2010.
Nous supposons que le forage intercalaire accélérera la production de sorte que l'indice de durée des réserves pour l'ensemble de la production canadienne n'atteindra que 12,0 en 2010. Les estimations de la capacité de production régionale ont été ajustées proportionnellement.

Tableau A7-11
Capacité de production de pétrole provenant des régions pionnières

(milliers de mètres cubes par jour)

	Cohasset / Panuke	Hibernia	Terra Nova	Gisements non identifiés au large da la côte est	TOTAL COTE EST	Bent Horn	Mackenzie / Beaufort	TOTAL
1990		0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
1991	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
1992	2,6	0,0	0,0	0,0	2,6	0,1	0,0	2,7
1993	2,6	0,0	0,0	0,0	2,6	0,1	0,0	2,7
1994	2,6	0,0	0,0	0,0	2,6	0,1	0,0	2,7
1995	2,6	0,0	0,0	0,0	2,6	0,1	0,0	2,7
1996	2,5	1,8	0,0	0,0	4,3	0,1	0,0	4,4
1997	2,2	9,5	0,0	0,0	11,8	0,1	0,0	11,9
1998	0,0	17,5	7,0	0,0	24,4	0,1	0,0	24,6
1999	0,0	17,5	13,9	0,0	31,4	0,1	0,0	31,5
2000	0,0	17,5	13,9	0,0	31,4	0,1	0,0	31,5
2001	0,0	17,5	13,9	0,0	31,4	0,1	0,0	31,5
2002	0,0	17,5	13,9	4,7	36,1	0,1	0,0	36,2
2003	0,0	17,5	13,9	9,3	40,7	0,1	0,0	40,9
2004	0,0	17,5	13,9	9,3	40,7	0,1	8,5	49,4
2005	0,0	17,5	11,6	9,3	38,4	0,1	12,0	50,5
2006	0,0	17,5	9,6	11,0	38,1	0,1	12,3	50,4
2007	0,0	16,1	8,1	14,0	38,1	0,0	12,3	50,4
2008	0,0	13,0	6,7	18,3	38,1	0,0	12,3	50,4
2009	0,0	9,5	5,6	23,0	38,1	0,0	12,3	50,4
2010	0,0	7,3	4,7	26,1	38,1	0,0	12,3	50,4

Tableau A7-12
Capacité de production à partir des additions aux réserves dans le BSOC par province

(milliers de mètres cubes par jour)

	Léger					Lourd		
	C.-B.	Alberta	Sask.	Manitoba	Total	Alberta	Sask.	Total
1990	0,1	2,0	0,2	0,0	**2,3**	0,4	0,7	**1,1**
1991	0,3	6,1	0,5	0,1	**7,0**	2,1	3,2	**5,3**
1992	0,4	10,4	0,9	0,2	**12,0**	4,0	6,1	**10,0**
1993	0,6	14,8	1,3	0,2	**17,0**	5,9	9,0	**14,9**
1994	0,8	19,2	1,7	0,3	**22,0**	7,8	12,0	**19,7**
1995	1,0	23,2	2,0	0,4	**26,6**	9,5	14,7	**24,2**
1996	1,1	26,7	2,3	0,4	**30,5**	10,9	16,9	**27,9**
1997	1,3	29,5	2,6	0,4	**33,7**	12,0	18,6	**30,6**
1998	1,3	31,7	2,8	0,4	**36,3**	12,7	19,7	**32,4**
1999	1,4	33,4	2,9	0,5	**38,2**	13,2	20,4	**33,5**
2000	1,5	34,7	3,1	0,5	**39,7**	13,4	20,7	**34,1**
2001	1,5	35,8	3,2	0,5	**40,9**	13,4	20,9	**34,3**
2002	1,5	36,6	3,2	0,5	**41,8**	13,4	20,9	**34,3**
2003	1,6	37,1	3,3	0,5	**42,5**	13,4	20,8	**34,2**
2004	1,6	37,5	3,3	0,5	**42,9**	13,3	20,8	**34,1**
2005	1,6	37,8	3,4	0,5	**43,3**	13,3	20,7	**34,0**
2006	1,6	38,2	3,4	0,4	**43,6**	13,3	20,9	**34,2**
2007	1,6	38,5	3,4	0,4	**44,0**	13,4	21,1	**34,5**
2008	1,6	38,8	3,5	0,4	**44,3**	13,5	21,3	**34,8**
2009	1,6	38,9	3,5	0,4	**44,5**	13,6	21,6	**35,2**
2010	1,6	39,1	3,5	0,4	**44,7**	13,8	21,9	**35,6**

Tableau A7-13
Réserves établies de pétrole brut classique et capacité de production connexe par pipeline et par région - Pétrole brut lourd

	réserves initiales établies au 31-12-89	production cumulative au 31-12-89	réserves établies restantes au 31-12-89	capacité de production des réserves restantes au 31-12-89								
	(millions de mètres cubes)			1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
				(mètres cubes par jour)								
Alberta												
Bow River Pipe Lines Ltd.	97,893	67,026	30,867	13287	11608	9892	8306	6977	5845	2580	735	217
BP Exploration Canada Ltd.	8,859	6,330	2,529	1271	1077	895	748	627	528	158	15	12
Husky Pipeline Ltd. et Murphy Manito Pipeline Ltd. Lloyd.	41,849	30,089	11,760	4871	4319	3782	3252	2804	2425	929	393	0
camion et wagon-citerne	18,135	9,102	9,033	5215	4136	3279	2599	2071	1645	423	121	53
non définies et confidentielles	5,639	0,000	5,639	1700	1601	1420	1260	1117	991	544	298	163
total pour l'Alberta	**172,375**	**112,547**	**59,828**	**26344**	**22741**	**19268**	**16165**	**13596**	**11434**	**4634**	**1562**	**445**
Saskatchewan												
Husky Pipeline Ltd. SGS et Murphy Manito Pipeline Ltd. Lloyd.	68,882	48,232	20,650	7095	6680	5915	5217	4602	4042	1982	583	324
Bow River Pipe Lines Ltd. - lourd	24,488	14,212	10,276	2499	2444	2237	2018	1824	1631	949	563	271
Bow River Pipe Lines Ltd. - léger et lourd mélangé	6,290	5,342	0,948	407	363	327	296	270	247	73	0	0
South Saskatchewan Pipeline Company	102,395	85,513	16,882	5594	5168	4662	4155	3654	3213	1703	897	182
Producers Pipeline Company - sud-est de la Saskatchewan	113,031	87,534	25,497	6641	6078	5566	5098	4670	4280	2772	1791	1130
total pour la Saskatchewan	**315,086**	**240,833**	**74,253**	**22236**	**20733**	**18707**	**16784**	**15020**	**13413**	**7479**	**3834**	**1907**
total pour le Canada	**487,461**	**353,380**	**134,081**	**48580**	**43474**	**37975**	**32949**	**28616**	**24847**	**12113**	**5396**	**2352**
indice de durée des réserves				**7,6**	**7,3**	**7,2**	**7,2**	**7,1**	**7,1**	**6,6**	**6,4**	**6,0**

Tableau A7-14
Capacité total de production de pétrole brut et d'équivalents - Canada

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Léger										Lourd						
	BSOC Léger	Mackenzie/ Beaufort Léger	Côte Est Léger	Bent Horn Léger	Synthét. obtenu par l'extr.	Synthét. obtenu par la valor.	Pentanes Plus [a]	Besoins nets en diluants [b]	Diluant Recyclé [c]	Léger et équivalents Total	Classique Lourd	Bitume	Besoins net en diluants	Lourd mélangé Total	Charge d'alim. pour les usines de valor. [d]	Offre nette dispon. Lourd	Brut et équivalents Total
1989	152,7	0,0	0,0	0,1	32,6	0,0	18,9	- 11,9	1,0	193,4	49,2	20,5	11,9	81,6	0,0	81,6	275,0
1990	144,7	0,0	0,0	0,1	32,2	8,0	18,6	- 14,1	1,0	190,5	49,7	20,6	14,1	84,4	- 8,0	76,4	266,9
1991	137,4	0,0	0,0	0,1	33,4	8,0	18,9	- 14,1	1,0	184,7	48,8	20,9	14,1	83,8	- 8,0	75,8	260,5
1992	126,2	0,0	2,6	0,1	33,9	8,0	20,9	- 15,0	1,0	177,7	48,1	23,0	15,0	86,1	- 8,0	78,1	255,8
1993	117,2	0,0	2,6	0,1	34,8	10,7	23,5	- 15,6	1,8	175,1	47,9	24,6	15,6	88,1	- 11,5	76,6	251,7
1994	110,1	0,0	2,6	0,1	36,6	14,4	23,9	- 16,0	2,9	174,6	48,3	25,4	16,0	89,7	- 16,3	73,4	248,0
1995	104,4	0,0	2,6	0,1	36,4	14,4	24,1	- 16,5	2,9	168,4	49,1	26,5	16,5	92,1	- 16,3	75,8	244,2
1996	99,4	0,0	4,3	0,1	36,4	14,4	24,3	- 16,9	2,9	164,9	49,5	27,2	16,9	93,6	- 16,3	77,3	242,2
1997	94,7	0,0	11,8	0,1	37,6	14,4	24,4	- 17,0	2,9	168,9	49,5	27,5	17,0	94,0	- 16,3	77,7	246,6
1998	90,4	0,0	24,4	0,1	37,6	14,4	24,3	- 17,3	2,9	176,8	48,7	28,4	17,3	94,4	- 16,3	78,1	254,9
1999	86,4	0,0	31,4	0,1	37,6	14,4	24,1	- 18,6	2,9	178,3	47,5	31,9	18,6	98,0	- 16,3	81,7	260,0
2000	82,6	0,0	31,4	0,1	37,6	14,4	24,2	- 20,4	2,9	172,8	46,2	36,5	20,4	103,1	- 16,3	86,8	259,6
2001	79,2	0,0	31,4	0,1	37,6	14,4	24,5	- 21,3	2,9	168,8	44,7	39,1	21,3	105,1	- 16,3	88,8	257,6
2002	76,0	0,0	36,1	0,1	37,6	14,4	26,4	- 23,2	2,9	170,3	43,3	44,0	23,2	110,5	- 16,3	94,2	264,5
2003	73,0	0,0	40,7	0,1	37,6	14,4	27,4	- 24,7	2,9	171,4	42,0	47,9	24,7	114,6	- 16,3	98,3	269,7
2004	70,3	8,5	40,7	0,1	37,6	17,0	26,8	- 26,8	4,0	178,2	40,5	53,3	26,8	120,6	- 20,0	100,6	278,8
2005	67,9	12,0	38,4	0,1	40,0	20,5	27,4	- 27,8	5,5	184,0	39,4	55,9	27,8	123,1	- 25,0	98,1	282,1
2006	65,8	12,3	38,1	0,0	47,1	20,5	28,1	- 28,1	5,5	189,3	39,0	56,6	28,1	123,7	- 25,0	98,7	288,0
2007	63,9	12,3	38,1	0,0	49,7	20,5	27,8	- 28,3	5,5	189,5	38,5	57,3	28,3	124,1	- 25,0	99,1	288,6
2008	62,2	12,3	38,1	0,0	49,7	20,5	27,5	- 30,3	5,5	185,5	38,0	62,3	30,3	130,6	- 25,0	105,6	291,1
2009	60,7	12,3	38,1	0,0	52,1	20,5	27,2	- 32,5	5,5	183,9	38,0	67,5	32,5	138,0	- 25,0	113,0	296,9
2010	59,5	12,3	38,1	0,0	59,2	20,5	27,7	- 34,8	5,5	188,0	38,0	72,8	34,8	145,6	- 25,0	120,6	308,6

Nota : [a] Comprend l'offre provenant du delta du Mackenzie (2002), de la côte est (2010) et de condensat (se reporter au chapitre suivant sur les liquides de gaz naturel pour une explication de la méthode utilisée pour élaborer les prévisions).

[b] Le diluant utilisé dans les mélanges de pétrole brut et de bitume est retranché de l'offre de pétrole brut léger et est ajouté à l'offre de pétrole brut lourd.
On suppose que les besoin en diluant excédant l'offre de pentanes plus sont satisfaits avec du pétrole léger.

[c] Comprend des volumes de diluant qui sont présentement recyclés (1 000 mètres cubes par jour environ) et les volumes futurs qui seront recyclés dans les usines de valorisation.

[d] Le pétrole brut lourd mélangé qui est utilisé comme charge d'alimentation est compris dans l'offre de pétrole brut léger en tant que brut synthétique valorisé et diluant recyclé.

Tableau A7-15
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Canada

Scénario de référence

besoins en charges [a] (milliers de mètres cubes)	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
demande de produits canadiens [b]	86400	87095	85876	86429	87249	88081	88317	91975	97368	105255
moins les importations de produits	-10248	-7426	-9900	-9900	-9900	-9900	-9900	-11000	-13600	-16800
plus les exportations de produits	12381	11603	12550	12550	12550	12550	12550	12550	12550	12550
transferts régionaux nets -int./+ext.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
stocks de produits +aj./-ret.	-32	-1422	0	0	0	0	0	0	0	0
plus la consommation propre	5683	5530	5494	5531	5582	5636	5653	5815	5988	6287
total	**94184**	**95380**	**94020**	**94610**	**95481**	**96367**	**96620**	**99341**	**102306**	**107293**
par jour	**258,0**	**261,3**	**257,6**	**258,5**	**261,6**	**264,0**	**264,7**	**271,4**	**280,3**	**294,0**
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)										
canadien: lourd	19,4	18,0	17,2	16,0	16,4	16,4	17,7	19,8	22,0	25,1
léger	145,8	150,2	146,9	142,6	144,0	145,4	145,5	121,3	125,5	129,9
importations	77,3	81,9	80,9	87,4	88,7	89,7	89,0	117,8	120,3	126,4
changements de stocks	0,6	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	243,1	249,1	245,1	246,0	249,1	251,5	252,2	258,9	267,8	281,5
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	11,8	9,8	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
butanes des usines de gaz/MTBE	3,1	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
total	**258,0**	**261,3**	**257,6**	**258,5**	**261,6**	**264,0**	**264,7**	**271,4**	**280,3**	**294,0**

Nota: [a] 1989 fondées sur les données de Statistique Canada, no 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-15 (suite)
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

provinces de l'Atlantique

Scénario de référence

besoins en charges [a] (milliers de mètres cubes)	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
demande de produits canadiens [b	12193	11704	11511	11490	11689	11799	11380	11457	11892	12548
moins les importations de produits	-3186	-2624	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000
plus les exportations de produits	6478	6467	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
transferts régionaux nets -int./+ext.	167	510	500	500	500	500	500	500	500	500
stocks de produits +aj./-ret.	258	299	0	0	0	0	0	0	0	0
plus la consommation propre	952	970	950	949	960	967	942	947	972	1011
total	**16862**	**17326**	**16961**	**16939**	**17150**	**17266**	**16822**	**16904**	**17364**	**18059**
par jour	**46,2**	**47,5**	**46,5**	**46,3**	**47,0**	**47,3**	**46,1**	**46,2**	**47,6**	**49,5**
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)										
canadien: lourd	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
importations	46,5	47,2	46,5	46,3	47,0	47,3	46,1	46,2	47,6	49,5
changements de stocks	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	46,2	47,5	46,5	46,3	47,0	47,3	46,1	46,2	47,6	49,5
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes des usines de gaz/MTBE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**46,2**	**47,5**	**46,5**	**46,3**	**47,0**	**47,3**	**46,1**	**46,2**	**47,6**	**49,5**

Nota: [a] 1989 fondées sur les données de Statistiques Canada, no 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au tite de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-15 (Suite)
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Québec

Scénario de référence

besoins en charges [a] (milliers de mètres cubes)	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
demande de produits canadiens [b]	19350	18999	18728	18861	19014	19255	19422	20265	21310	22946
moins les importations de produits	-5071	-2945	-5000	-5000	-5000	-5000	-5000	-5700	-6500	-7200
plus les exportations de produits	903	575	750	750	750	750	750	750	750	750
transferts régionaux nets -int./+ext.	238	204	-500	-500	-500	-500	-500	-500	-500	-500
stocks de produits +aj./-ret.	-952	-1754	0	0	0	0	0	0	0	0
plus la consommation propre	968	962	940	949	959	975	987	996	1013	1075
total	**15436**	**16041**	**14918**	**15060**	**15223**	**15481**	**15659**	**15811**	**16073**	**17071**
par jour	**42,3**	**43,9**	**40,9**	**41,1**	**41,7**	**42,4**	**42,9**	**43,2**	**44,0**	**46,8**
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)										
canadien: lourd	4,3	4,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
léger	9,3	7,9	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
importations	26,5	32,2	34,5	41,1	41,7	42,4	42,9	43,2	44,0	46,8
changements de stocks	1,1	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	41,1	43,2	40,9	41,1	41,7	42,4	42,9	43,2	44,0	46,8
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	1,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes des usines de gaz/MTBE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**42,3**	**43,9**	**40,9**	**41,1**	**41,7**	**42,4**	**42,9**	**43,2**	**44,0**	**46,8**

Nota: [a] 1989 fondées sur les données de Statistique Canada, no 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur

Tableau A7-15 (Suite)
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Ontario

Scénario de référence

besoins en charges [a] (milliers de mètres cubes)	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
demande de produits canadiens [b]	28265	28708	28480	28772	29004	29269	29549	31216	33924	38277
moins les importations de produits	-1260	-1335	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1700	-3500	-6000
plus les exportations de produits	3293	2827	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
transferts régionaux nets -int./+ext.	-1494	-1596	-1500	-1500	-1500	-1500	-1500	-1500	-1500	-1500
stocks de produits +aj./-ret.	-772	-340	0	0	0	0	0	0	0	0
plus la consommation propre	2120	1965	1994	2014	2030	2049	2068	2156	2219	2348
total	**30152**	**30229**	**30674**	**30986**	**31235**	**31518**	**31817**	**33172**	**34144**	**36125**
par jour	**82,6**	**82,8**	**84,0**	**84,7**	**85,6**	**86,4**	**87,2**	**90,6**	**93,5**	**99,0**
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)										
canadien: lourd	9,7	8,4	10,4	10,5	10,7	10,7	11,6	12,9	14,3	16,2
léger	64,5	68,5	69,9	70,5	71,2	71,9	71,9	45,6	46,8	48,9
importations	4,3	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,4	28,7	30,2
changements de stocks	-0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	78,3	79,6	80,3	81,0	81,9	82,7	83,5	86,9	89,8	95,3
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	3,9	2,9	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
butanes des usines de gaz/MTBE	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
total	**82,6**	**82,8**	**84,0**	**84,7**	**85,6**	**86,4**	**87,2**	**90,6**	**93,5**	**99,0**

Nota: [a] 1989 fondées sur les données de Statistique Canada, no 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-15 (Suite)
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Prairies et Territoires

Scénario de référence

besoins en charges [a] (milliers de mètres cubes)	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
demande de produits canadiens [b]	16843	17512	17299	17276	17376	17458	17552	17973	18519	19137
moins les importations de produits	-79	-12	0	0	0	0	0	0	0	0
plus les exportations de produits	902	847	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
transferts régionaux nets -int./+ext.	4402	3425	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
stocks de produits +aj./-ret.	-99	175	0	0	0	0	0	0	0	0
plus la consommation propre	1166	1155	1200	1199	1204	1208	1213	1235	1264	1297
total	**23135**	**23102**	**23999**	**23975**	**24080**	**24166**	**24266**	**24708**	**25283**	**25933**
par jour	**63,4**	**63,3**	**65,7**	**65,5**	**66,0**	**66,2**	**66,5**	**67,5**	**69,3**	**71,1**
sources des charges (milliers de mètres par jour)										
canadien: lourd	4,8	4,9	4,8	4,9	5,1	5,1	5,4	6,1	6,8	7,9
léger	54,8	56,0	57,9	57,6	57,9	58,1	58,1	58,4	59,5	60,2
importations	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
changements de stocks	0,2	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	59,8	60,7	62,7	62,5	63,0	63,2	63,5	64,5	66,3	68,1
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	0,9	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
butanes des usines de gaz/MTBE	2,7	2,0	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
total	**63,4**	**63,3**	**65,7**	**65,5**	**66,0**	**66,2**	**66,5**	**67,5**	**69,3**	**71,1**

Nota: [a] 1989 fondées sur les données de Statistique Canada no 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-15 (Suite)
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et soruces des charges
Canada et régions

Colombie-Britannique et Yukon

Scénario de référence

besoins en charges [a] (milliers de mètres cubes)	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
demande de produits canadiens [b]	9750	10172	9857	10029	10165	10300	10413	11065	11723	12349
moins les importations de produits	-652	-510	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
plus les exportations de produits	805	887	800	800	800	800	800	800	800	800
transferts régionaux nets -int./+ext.	-3313	-2543	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000	-3000
stocks de produits +aj./-ret.	1532	198	0	0	0	0	0	0	0	0
plus la consommation propre	477	478	411	421	429	437	443	481	519	556
total	**8599**	**8682**	**7468**	**7649**	**7794**	**7937**	**8056**	**8746**	**9442**	**10104**
par jour	**23,6**	**23,8**	**20,5**	**20,9**	**21,4**	**21,7**	**22,1**	**23,9**	**25,9**	**27,7**
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)										
canadien: lourd	0,6	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
léger	17,3	17,8	14,1	14,5	15,0	15,3	15,6	17,3	19,2	20,9
importations	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
changements de stocks	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	17,7	18,1	14,7	15,1	15,6	15,9	16,3	18,1	20,1	21,9
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	5,8	5,6	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
butanes des usines de gaz/MTBE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
total	**23,6**	**23,8**	**20,5**	**20,9**	**21,4**	**21,7**	**22,1**	**23,9**	**25,9**	**27,7**

Nota: [a] 1989 fondées sur les données de Statistique Canada no 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au tite de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-16
Offre et disposition de pétrole brut et d'équivalents canadiens
Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de référence

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
pétrole brut lourd										
offre intérieure										
production réelle et capacité de production	78,1	76,4	75,8	78,1	76,6	73,4	75,8	86,8	98,1	120,6
stocks -aj./+ret.	-3,0	0,5								
total - offre intérieur	**75,1**	**76,9**	**75,8**	**78,1**	**76,6**	**73,4**	**75,8**	**86,8**	**98,1**	**120,6**
disposition de l'offre intérieure										
Atlantique	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Québec	4,3	4,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ontario	9,7	8,4	10,4	10,5	10,7	10,7	11,6	12,9	14,3	16,2
Prairies et T.N.-O.	4,8	4,9	4,8	4,9	5,1	5,1	5,4	6,1	6,8	7,9
Col. Brit. et Yukon	0,6	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Canada	19,4	18,0	17,2	16,0	16,4	16,4	17,7	19,8	22,0	25,1
exportations	**55,7**	**58,9**	**58,6**	**62,1**	**60,2**	**57,0**	**58,1**	**67,0**	**76,1**	**95,5**
pétrole brut léger et équivalents										
offre intérieure										
production réelle et capacité de production										
côte est	0,1	0,1	0,1	2,7	2,7	2,7	2,7	31,5	38,5	38,1
mer de Beaufort									12,0	12,3
Ouest canadien	187,8	190,4	184,6	175,0	172,4	171,9	165,7	141,3	133,5	137,6
stocks -aj./+ret.	5,0	4,2								
total - offre intérieure	**192,9**	**194,7**	**184,7**	**177,7**	**175,1**	**174,6**	**168,4**	**172,8**	**184,0**	**188,0**
disposition de l'offre intérieure										
Atlantique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Québec	9,3	7,9	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ontario	64,5	68,5	69,9	70,5	71,2	71,9	71,9	45,6	46,8	48,9
Prairies et T.N.-O.	54,8	56,0	57,9	57,6	57,9	58,1	58,1	58,4	59,5	60,2
Col. Brit. et Yukon	17,3	17,8	14,1	14,5	15,0	15,3	15,6	17,3	19,2	20,9
Canada	145,8	150 2	146,9	142,6	144,0	145,4	145,5	121,3	125,5	129,9
exportations	**47,1**	**44,5**	**37,8**	**35,1**	**31,1**	**29,2**	**22,9**	**51,5**	**58,5**	**58,1**

Annexe 8

Tableau A8-1

Données historiques - Production de liquides de gaz naturel - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

	éthane	propane			butanes			pentanes plus
	usines de gaz [a]	usines de gaz [a]	raffineries[b]	total	usines de gaz[a]	raffineries[b]	total	usines de gaz[a,c]
1970	0,4	9,8	2,3	12,1	6,4	1,2	7,6	19,4
1971	1,0	12,2	2,3	14,5	8,0	0,7	8,7	21,0
1972	0,9	14,5	2,3	16,8	9,6	0,4	10,0	26,8
1973	1,1	16,4	2,6	19,0	10,8	0,7	11,5	27,6
1974	1,7	16,3	2,6	18,9	11,0	0,9	11,9	26,4
1975	1,7	17,0	3,1	20,1	11,2	1,0	12,2	24,8
1976	1,5	16,2	3,5	19,7	10,8	1,0	11,8	21,8
1977	1,8	16,3	3,7	20,0	10,9	1,4	12,3	21,5
1978	4,8	15,5	3,6	19,1	10,1	1,5	11,6	19,4
1979	10,8	16,9	3,5	20,4	10,9	1,9	12,8	19,3
1980	13,1	16,2	3,8	20,0	10,2	2,3	12,5	17,4
1981	13,8	15,8	3,7	19,5	9,8	2,9	12,7	16,7
1982	12,7	15,8	3,2	19,0	9,8	2,5	12,3	16,4
1983	13,9	15,3	3,5	18,8	9,5	2,6	12,1	15,4
1984	16,6	16,5	3,6	20,1	9,8	2,4	12,2	16,1
1985	18,1	16,9	3,1	20,0	9,7	2,2	11,9	17,2
1986	20,9	17,4	3,6	21,0	9,7	2,3	12,0	17,4
1987	25,4	19,3	4,6	23,9	10,7	2,1	12,8	18,6
1988	29,5	20,7	4,2	24,9	11,4	2,5	13,9	19,1
1989	28,1	21,0	4,5	25,5	11,2	2,0	13,2	19,5

Nota :[a] Les données sur la production provinciale de LGN dans les usines de traitement du gaz ont été redressées à la hausse afin de tenir compte de chacune des composantes des liquides de gaz faisant partie des mélanges injectés comme fluides miscibles ou utilisés dans d'autres procédés d'injection. La production d'éthane pur n'a commencé qu'en 1974.

[b] L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries. Source : Statistiques Canada 1970-1974 : résumés de formulaires ONE 145, et Statistiques Canada 1987 - 1989.

[c] Comprend le condensat produit sur place.

Tableau A8-2
Production de liquides de gaz naturel - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario de référence

	éthane	propane			butanes			pentanes plus
	usines de gaz	usines de gaz	raffineries	total	usines de gaz	raffineries	total	usines de gaz [a]
1989	28,1	21,0	4,5	25,5	11,2	2,0	13,2	19,5
1990	29,0	21,5	4,5	26,0	11,1	2,0	13,1	19,0
1991	30,0	22,1	4,6	26,7	11,2	2,1	13,3	19,4
1992	32,9	24,3	4,6	28,9	12,3	2,1	14,4	21,3
1993	34,1	25,4	4,6	30,0	13,3	2,1	15,4	23,8
1994	34,8	25,6	4,7	30,3	13,5	2,1	15,6	24,0
1995	35,5	25,9	4,7	30,6	13,7	2,1	15,8	24,2
1996	36,3	26,1	4,7	30,8	14,0	2,1	16,1	24,4
1997	37,0	26,2	4,7	30,9	14,1	2,1	16,2	24,5
1998	37,2	26,1	4,7	30,8	14,0	2,2	16,2	24,4
1999	37,5	26,0	4,8	30,8	13,9	2,2	16,1	24,2
2000	38,0	26,0	4,8	30,8	13,9	2,2	16,1	24,3
2001	38,3	26,2	4,8	31,0	14,1	2,2	16,3	24,6
2002	38,5	26,4	4,9	31,3	14,3	2,2	16,5	26,5
2003	39,4	26,9	4,9	31,8	14,7	2,2	16,9	27,5
2004	40,2	27,5	4,9	32,4	15,2	2,2	17,4	26,9
2005	41,2	28,2	5,0	33,2	15,7	2,2	17,9	27,6
2006	42,1	28,7	5,0	33,7	16,1	2,2	18,3	28,3
2007	43,0	29,3	5,1	34,4	16,5	2,3	18,8	28,0
2008	42,8	29,1	5,1	34,2	16,3	2,3	18,6	27,7
2009	42,7	28,8	5,1	33,9	16,2	2,3	18,5	27,4
2010	41,5	28,4	5,1	33,5	16,0	2,3	18,3	27,9

Nota: [a] Inclut le condensat produit sur place.

Tableau A8-3
Production d'éthane d'usines de traitement du gaz

(mètres cubes par jour)

scénario de référence

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
usines sur place										
Bonnie Glen (Esso)	731	680	553	454	380	323	278	151	96	140
Brazeau (Chevron)*	238	264	244	217	191	167	146	103	109	122
Caroline (Shell)	0	0	0	275	2200	2200	2200	2200	1903	899
Elmworth (Canadian Hunter)*	247	270	295	269	249	224	203	136	82	41
Elmworth (Esso)*	820	672	537	438	363	305	260	124	55	27
Judy Creek (Esso)*	3574	3373	4314	4191	3990	4019	4332	4177	3049	2255
Jumping Pound (Shell)	421	411	403	395	387	379	372	244	149	87
Kaybob South (Chevron)*	735	713	691	618	550	668	515	139	22	8
Nipisi (Amoco)*	88	83	75	68	61	56	50	30	18	11
Peco (Conoco)*	134	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turner Valley (Pembina)	171	151	137	124	112	102	92	56	34	21
Waterton (Shell)	274	266	257	250	240	235	230	169	126	87
Wembley (Amoco)*	663	637	600	585	570	560	550	500	450	400
total partiel	8096	7520	8106	7884	9293	9238	9228	8029	6093	4098
usines de chevauchement										
Cochrane (A.N.G.C.)	6169	6300	6390	6490	6420	6360	6300	6150	6650	8530
Ellerslie (Amoco)	1431	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Empress (3 usines)	10203	10500	11210	12150	12425	12800	13065	13820	14650	14390
Fort Saskatchewan (Midwest)*	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
total partiel	17919	18316	19116	20156	20361	20676	20881	21486	22816	24436
total[a]	26015	25836	27222	28040	29654	29914	30109	29515	28909	28534

Nota :[*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.
[a] Ces usines représentaient, en 1989, 94% de la production d'éthane dans les usines de traitement du gaz.

Tableau A8-4
Production de propane d'usines de traitement du gaz

(mètres cubes par jour)

scénario de référence

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
usines sur place										
Bonnie Glen (Esso, 2 usines)	886	800	744	628	538	466	408	233	126	209
Brazeau (Chevron)*	109	122	114	101	90	78	68	55	64	73
Brazeau (Pétro-Canada,2 Usines)*	110	103	96	90	84	78	73	46	33	20
Caroline (Shell)	0	0	0	131	1050	1050	1050	1050	909	429
Carson Creek (Mobil)	206	230	222	193	163	136	112	41	9	1
Carstairs (Home)	210	179	155	134	113	98	79	49	32	20
Elmworth (Canadian Hunter)*	275	255	230	210	195	175	161	115	65	35
Elmworth (Esso)*	312	262	210	172	142	119	102	49	21	11
Ferrier (Amerada)	290	250	216	186	160	137	118	47	30	20
Harmattan-Elkton (Mobil)	386	369	359	340	322	305	289	192	98	49
Homeglen-Rimbey (Gulf)	1055	991	907	813	720	643	580	374	238	126
Judy Creek (Esso)*	1545	1452	1433	1392	1325	1335	1439	1387	1012	749
Jumping Pound (Shell)	155	154	151	148	145	142	140	91	56	33
Kaybob (Pétro-Canada)*	102	103	104	100	90	83	76	50	34	18
Kaybob South (Chevron)*	402	388	374	343	314	334	260	74	12	4
Kaybob South (Amoco, 2 Usines)*	448	415	387	359	332	342	286	121	56	29
Mitsue (Chevron)*	402	413	422	414	364	318	278	137	66	31
Nevis (Gulf)	217	225	224	223	218	208	200	159	108	77
Nipisi (Amoco)*	181	168	151	136	122	110	99	58	34	20
Peco (Conoco)*	93	47	48	49	49	48	47	37	22	12
Ricinus (Amoco)	394	382	371	355	337	325	312	259	201	116
Strachan(Gulf)	250	234	219	206	192	181	170	119	83	57
Turner Valley (Pembina)	119	107	97	88	80	72	65	40	24	15
Waterton (Shell)	268	260	241	224	201	194	188	127	84	53
Wembley (Amoco)*	380	387	355	345	340	335	330	300	270	240
total partiel	8795	8296	7830	7380	7686	7312	6930	5210	3687	2447
usines de chevauchement										
Cochrane (A.N.G.C.)*	1839	1880	1900	1935	1915	1895	1880	1835	1985	2542
Ellerslie (Amoco)*	739	735	735	735	735	735	735	735	735	735
Empress (3 usines)*	4502	4635	4950	5360	5480	5650	5765	6100	6460	6350
Fort Saskatchewan (Midwest)*	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
total partiel	7127	7297	7632	8077	8177	8327	8427	8717	9227	9674
total[a]	15922	15593	15462	15457	15863	15639	15357	13927	12914	12121

Nota:[*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.
[a] Ces usines représentaient, en 1989, 77% de la production de propane des usines de traitement du gaz.

Tableau A8-5
Production de butanes d'usines de traitement de gaz

(mètres cubes par jour)

scénario de référence

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
usines sur place										
Bonnie Glen (Esso, 2 usines)	499	460	436	368	315	274	241	149	78	99
Brazeau (Chevron)*	65	74	70	62	55	48	41	30	32	35
Brazeau (Pétro-Canada,2 usines)*	100	94	88	81	75	41	68	43	32	19
Caroline (Shell)	0	0	0	135	1075	1075	1075	1075	933	441
Carson Creek (Mobil)	131	147	142	124	105	87	72	26	6	1
Carstairs (Home)	179	154	134	118	102	89	74	47	31	20
Elmworth (Canadian Hunter)*	136	121	107	95	88	78	72	55	35	20
Elmworth (Esso)*	128	110	103	84	70	59	50	24	11	5
Ferrier (Amerada)	143	124	108	94	82	71	62	29	20	13
Harmattan-Elkton (Mobil)	286	270	264	250	236	223	211	141	72	36
Homeglen-Rimbey (Gulf)	595	556	507	454	404	363	330	223	147	78
Judy Creek (Esso)*	916	872	760	739	704	709	764	737	538	398
Jumping Pound (Shell)*	135	134	132	129	127	124	122	79	48	29
Kaybob (Pétro-Canada)*	58	61	62	59	54	51	47	33	24	13
Kaybob South (Chevron)*	313	292	271	243	217	239	186	53	8	3
Kaybob South (Amoco, 2 usines)*	282	264	243	223	203	219	182	74	33	17
Mitsue (Chevron)*	255	258	263	258	227	199	173	85	41	20
Nevis (Gulf)	185	183	177	172	165	156	148	113	77	54
Nipisi (Amoco)*	198	186	167	150	135	121	108	63	37	21
Peco (Conoco)*	76	57	59	62	62	61	61	49	29	17
Ricinus (Amoco)	214	208	201	191	182	176	170	146	117	68
Strachan(Gulf)	177	166	154	144	133	125	117	82	60	44
Turner Valley (Pembina)	76	69	62	56	51	46	42	25	15	9
Waterton (Shell)	231	213	195	180	163	156	150	101	66	40
Wembley (Amoco)*	189	208	190	185	183	180	177	161	145	128
total partiel	5567	5281	4895	4656	5213	4970	4743	3643	2635	1628
usines de chevauchement										
Cochrane (A.N.G.C.)*	542	555	560	570	565	560	555	540	585	750
Ellerslie (Amoco)*	281	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Empress (3 plants)*	1691	1745	1860	2015	2060	2125	2170	2295	2430	2390
Fort Saskatchewan (Midwest)*	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
total partiel	2531	2597	2717	2882	2922	2982	3022	3132	3312	3437
total[a]	8098	7878	7612	7538	8135	7952	7765	6775	5947	5065

Nota :[*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.

[a] Ces usines représentaient, en 1989, 74% de la production de butanes des usines de traitement du gaz.

Tableau A8-6
Production de pentanes plus d'usines de traitement du gaz

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario de référence

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
usines sur place										
Bonnie Glen (Esso, 2 usines)	583	550	514	453	403	364	331	237	103	73
Brazeau (Chevron)*	43	49	46	42	37	31	27	21	21	22
Brazeau (Pétro-Canada,2 usines)*	629	646	628	600	580	565	554	453	374	208
Caroline (Shell)	0	0	0	350	2800	2800	2800	2800	2424	1145
Carson Creek (Mobil)	182	195	189	164	138	115	95	35	10	1
Carstairs (Home)	306	264	229	201	173	152	126	79	52	33
Crossfield East (Amoco)	46	42	37	34	31	29	30	33	26	16
Elmworth (Canadian Hunter)	156	144	132	126	123	113	105	76	45	23
Elmworth (Esso)*	132	107	85	69	57	47	40	17	9	4
Ferrier (Amerada)	142	122	106	93	82	73	66	39	23	13
Harmattan Elkton (Mobil)	598	564	564	536	510	485	462	317	162	80
Homeglen-Rimbey (Gulf)	655	616	569	516	472	438	412	320	231	122
Judy Creek (Esso)*	887	872	860	844	813	818	882	851	621	460
Jumping Pound (Shell)	407	398	389	380	372	363	356	230	141	83
Kaybob (Pétro-Canada)*	74	77	80	76	74	73	70	59	48	26
Kaybob South (Chevron)*	1217	1162	1108	1044	984	934	790	242	56	11
Kaybob South (Amoco, 2 usines)*	1101	1058	1013	968	923	937	746	248	84	23
Mitsue (Chevron)*	121	124	126	124	109	95	83	41	20	9
Nevis (Gulf)	183	177	168	160	151	142	134	99	68	48
Nipisi (Amoco)*	123	116	104	93	83	74	67	38	22	12
Peco (Conoco)*	201	215	220	228	232	230	229	188	116	68
Ricinus (Amoco)	238	227	215	201	187	176	165	117	75	44
Strachan (Canterra)	114	112	108	101	95	90	83	59	32	17
Strachan (Gulf)	515	468	427	392	360	332	308	215	156	121
Turner Valley (Pembina)	54	50	45	41	37	34	31	19	11	7
Wapiti (Amoco)	111	83	64	52	44	37	33	17	9	5
Waterton (Shell)	712	650	585	531	481	448	417	277	181	106
Wembley (Amoco)*	484	520	475	460	450	445	440	400	360	325
total partiel	10014	9608	9086	8879	10801	10440	9882	7527	5480	3105
usines de chevauchement										
Cochrane (A.N.G.C.)*	210	215	218	221	218	216	214	210	225	290
Ellerslie (Amoco)*	156	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Empress (3 usines)*	695	715	765	830	850	875	890	940	1000	980
Fort Saskatchewan (Midwest)*	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
total partiel	1069	1093	1146	1214	1231	1254	1267	1313	1388	1433
total[a]	11083	10701	10232	10093	12032	11694	11149	8840	6868	4538

Nota: [*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.
[a] Ces usines représentaient, en 1989, 58% de la production de pentanes plus.

Tableau A8-7
Production de propane des raffineries - Canada et les régions

(mètres cubes par jour)

scénario de référence

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
Atlantique	418	430	442	442	446	448	449	460	466	470
Québec	610	633	598	597	598	602	606	614	624	640
Ontario	2080	2085	2153	2166	2191	2210	2229	2309	2397	2485
Prairies	1128	1126	1176	1171	1178	1183	1187	1203	1229	1261
Colombie-Britannique	250	252	222	226	229	232	235	247	261	275
total pour le Canada	4486	4526	4591	4602	4642	4675	4706	4833	4977	5131

Nota : [a] L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries.

Tableau A8-8
Production de butanes des raffineries - Canada et les régions

(mètres cubes par jour)

	scénario de référence									
	1989	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
Atlantique	144	148	152	152	154	155	155	158	161	162
Québec	132	137	130	129	130	130	131	132	135	139
Ontario	571	572	591	595	601	607	612	634	658	682
Prairies	956	954	997	992	998	1002	1005	1019	1042	1069
Colombie-Britannique	221	223	197	199	202	205	208	218	230	243
total pour le Canada	**2024**	**2034**	**2067**	**2067**	**2085**	**2099**	**2111**	**2161**	**2226**	**2295**

Nota: [a] L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries.

Tableau A8-9
Offre et demande d'éthane - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario de référence

	offre	demande intérieure			exportations potentielles
	total	utilisation finale	besoins en fluides miscibles	total	total
1990	29,0	18,0	8,3	26,3	2,7
1991	30,0	18,1	10,7	28,8	1,2
1992	32,9	18,2	7,7	25,9	7,0
1993	34,1	18,2	6,5	24,7	9,4
1994	34,8	18,3	2,7	21,0	13,8
1995	35,5	23,6	2,8	26,4	9,1
1996	36,3	23,7	1,4	25,1	11,2
1997	37,0	23,7	1,6	25,3	11,7
1998	37,2	26,4	1,6	28,0	9,2
1999	37,5	26,5	1,9	28,4	9,1
2000	38,0	26,6	2,2	28,8	9,2
2001	38,3	26,6	2,6	29,2	9,1
2002	38,5	26,7	2,6	29,3	9,2
2003	39,4	26,8	2,9	29,7	9,7
2004	40,2	26,9	3,1	30,0	10,2
2005	41,2	27,0	3,4	30,4	10,8
2006	42,1	27,1	3,6	30,7	11,4
2007	43,0	27,2	3,9	31,1	11,9
2008	42,8	27,2	3,9	31,1	11,7
2009	42,7	27,3	4,0	31,3	11,4
2010	41,5	27,4	4,0	31,4	10,1

Tableau A8-10
Offre et demande de propane - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario de référence

	offre	demande intérieure			exportations potentielles
	total	utilisation finale	besoins en fluides miscibles	total	total
1990	26,0	12,4	2,8	15,2	10,8
1991	26,7	12,7	3,0	15,7	11,0
1992	28,9	12,8	2,0	14,8	14,1
1993	30,0	13,0	1,5	14,5	15,5
1994	30,3	13,3	0,7	14,0	16,3
1995	30,6	13,5	0,7	14,2	16,4
1996	30,8	13,7	0,5	14,2	16,6
1997	30,9	13,8	0,5	14,3	16,6
1998	30,8	14,0	0,5	14,5	16,3
1999	30,8	14,1	0,6	14,7	16,1
2000	30,8	14,3	0,7	15,0	15,8
2001	31,0	14,4	0,8	15,2	15,8
2002	31,3	14,6	0,8	15,4	15,9
2003	31,8	14,8	0,8	15,6	16,2
2004	32,4	15,0	0,9	15,9	16,5
2005	33,2	15,2	1,0	16,2	17,0
2006	33,7	15,5	1,1	16,6	17,1
2007	34,4	15,7	1,1	16,8	17,6
2008	34,2	15,9	1,2	17,1	17,1
2009	33,9	16,1	1,2	17,3	16,6
2010	33,5	16,3	1,2	17,5	16,0

Tableau A8-11
Offre et demande de butanes - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario de référence

	offre	demande intérieure				exportations potentielles
	total	utilisation finale	besoins en raffineries	besoins en fluides miscibles	total	total
1990	13,1	1,2	2,9	1,3	5,4	7,7
1991	13,3	1,2	3,0	1,3	5,5	7,8
1992	14,4	3,1	3,0	1,0	7,1	7,3
1993	15,4	3,1	3,0	0,9	7,0	8,4
1994	15,6	3,1	3,0	0,3	6,4	9,2
1995	15,8	3,2	3,0	0,3	6,5	9,3
1996	16,1	3,2	3,1	0,3	6,6	9,5
1997	16,2	3,2	3,1	0,3	6,6	9,6
1998	16,2	3,2	3,1	0,3	6,6	9,6
1999	16,1	3,3	3,1	0,3	6,7	9,4
2000	16,1	3,3	3,1	0,3	6,7	9,4
2001	16,3	3,3	3,2	0,4	6,9	9,4
2002	16,5	3,3	3,2	0,4	6,9	9,6
2003	16,9	3,4	3,2	0,4	7,0	9,9
2004	17,4	3,4	3,2	0,5	7,1	10,3
2005	17,9	3,4	3,2	0,5	7,1	10,8
2006	18,3	3,5	3,3	0,6	7,4	10,9
2007	18,8	3,5	3,3	0,6	7,4	11,4
2008	18,6	3,5	3,3	0,6	7,4	11,2
2009	18,5	3,6	3,3	0,6	7,5	11,0
2010	18,3	3,6	3,3	0,6	7,5	10,8

Annexe 9
Tableau A9-1
Ressources canadiennes en charbon

(mégatonnes)

région charbonnière	rang du charbon [a]	d'intérêt immédiat — probabilité d'existence [b,c] — mesurées	indiquées	déduites	d'intérêt futur — probabilité d'existence — mesurées	indiquées	déduites	hypothétiques
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
zone côtière de la Colombie-Britannique								
-Île de Vancouver	btv - bmv	35	80	200	-	-	300	-
-Îles de la Reine-Charlotte	bpv - an	-	-	10	-	-	-	-
	btv - bmv	-	15	10	-	-	-	-
	lig - sub	-	-	50	-	-	-	500
zone intermontagneuse de la Colombie-Britannique								
-nord	bpv - an	100	500	1000	-	-	-	4000
	btv - bmv	30	50	100	-	-	-	100
-sud	sub - btv	40	120	340	-	-	-	-
	lig - sub	450	320	270	-	-	-	-
montagnes et contreforts des Rocheuses								
-chaînon frontal								
East Kootenays	btv - bmv	1390	1320	4040	-	2700	-	-
Crowsnest	bmv - bpv	265	140	510	-	200	-	-
	btv - bmv	330	170	630	-	-	-	-
Cascade	bpv - an	240	120	455	-	210	-	-
Panther River-Clearwater	bpv - an	-	-	-	15	15	700	-
-intérieur des contreforts								
sud	bmv - bpv	635	320	1145	-	245	-	-
	btv - bmv	150	75	275	-	-	-	-
nord	bmv - bpv	1115	2385	6270	-	100	-	-
-extérieur des contreforts	sub - btv	830	740	1955	-	200	-	-
Plaines								
-Groupe de Mannville	lig - sub	-	35	100	-	-	30	-
-Belly River, Edmonton, Wapiti	sub - btv	1240	585	1860	-	820	-	-
	lig - sub	11860	4935	16595	-	14115	-	-
-Paskapoo	sub - btv	120	60	175	-	25	-	-
-Ravenscrag	lig - sub	1445	2680	3440	165	3910	23510	-
-charbon de grande profondeur	sub - btv	-	-	-	1200	4000	50000	85000

Tableau A9-1 (suite)
Ressources canadiennes en charbon

(mégatonnes)

région charbonnière	rang du charbon [a]	d'intérêt immédiat — probabilité d'existence [b,c] mesurées (1)	indiquées (2)	déduites (3)	d'intérêt futur — probabilité d'existence mesurées (4)	indiquées (5)	déduites (6)	hypothétiques (7)
Basses terres de la baie d'Hudson								
-Onakawana	lig - sub	170	10	_	(Pas d'évaluations disponibles)			
provinces de l'Atlantique	btv - bmv	345	365	770	-	1500	215	-
Nord du Canada								
-Yukon et district de Mackenzie	bpv - an	-	-	90	(Dans cette région,			
	btv - bmv	-	-	150	les ressources d'intérêt futur			
	sub - btv	-	-	350	n'ont pas été évaluées)			
	lig - sub	-	-	2290				
-archipel Arctique	sub - btv	-	-	-	-	500	550	4500
	lig - sub	-	-	_	-	7000	7500	31000
totaux	bpv - an	340	620	1555	15	225	700	4000
	bmv - bpv	2015	2845	7925	-	545	-	-
	btv - bmv	2280	2075	6175	-	4200	515	100
	sub - btv	2230	1505	4680	1200	5545	50550	89500
	lig - sub	13925	7980	22725	165	25025	31040	31500
		20790	15025	43060	1380	35540	82805	125100

Nota: [a] an = anthracite; bpv = bitumineux peu volatil; bmv = bitumineux moyennement volatil; btv = bitumineux très volatil; sub = subbitumineux; lig = lignite.

[b] Ces estimations des ressources en charbon peuvent s'écarter des estimations des différents gouvernements provinciaux car les critères d'estimation des ressources et les paramètres utilisés ne sont pas les mêmes.

[c] Les ressources figurant ici comprennent les réserves.

Source: Ressources canadiennes en charbon, Papier 89-4, Commission géologique du Canada, 1989.

Tableau A9-2
Exportations de charbon en 1989 par destination

(kilotonnes)

	thermique	métallurgique	total
Japon	1758	17981	19739
Corée du Sud	1471	3693	5164
Brésil	63	1590	1653
États-Unis	82	1117	1199
Taiwan	-	1107	1107
Royaume-Uni	31	738	769
France	73	553	626
Danemark	575	44	619
Pays Bas	-	567	567
Portugal	-	336	336
Pakistan	-	286	286
Chili	-	192	192
Allemagne de l'Ouest	98	39	137
Suède	-	134	134
Chine	-	96	96
Australie	-	63	63
Italie	-	51	51
Belgique	-	6	6
total	4151	28593	32744

Source: La statistique du charbon au Canada: 1989, Énergie, Mines and Ressources, 1990.

Tableau A9-3
Données historiques - production, importations et exportations de charbon - Canada

(mégatonnes)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
production										
bitumineux - thermique	-	-	1,5	1,3	1,7	2,5	2,7	2,3	3,4	4,4
- métallurgique	8,1 [a]	9,7 [a]	9,9	11,1	10,9	13,3	11,6	13,0	13,8	14,0
subbitumineux [b]	3,5	4,0	4,4	4,5	5,1	6,0	6,4	7,9	8,3	9,6
lignite [b]	3,4	3,0	3,0	3,7	3,5	3,5	4,7	5,5	5,1	5,0
total	**15,0**	**16,7**	**18,7**	**20,5**	**21,1**	**25,3**	**25,5**	**28,7**	**30,5**	**33,0**
importations										
anthracite	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,2
bitumineux - thermique	11,2	9,6	10,2	7,7	5,2	8,9	7,3	9,0	8,5	10,3
- métallurgique	6,0	6,1	6,2	7,0	6,8	6,5	7,0	6,1	5,4	7,0
total	**17,6**	**16,1**	**16,8**	**15,1**	**12,4**	**15,8**	**14,6**	**15,4**	**14,1**	**17,5**
exportations										
bitumineux - thermique	0,3	0,3	1,0	0,2	0,4	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9
- métallurgique	3,7	6,7	7,6	10,1	10,1	10,6	10,9	11,5	13,0	12,8
total	**4,0**	**7,0**	**8,5**	**10,3**	**10,5**	**11,4**	**11,9**	**12,4**	**14,0**	**13,7**

	1980,0	1981,0	1982,0	1983,0	1984,0	1985,0	1986,0	1987,0	1988,0	1989,0
production										
bitumineux - thermique	6,0	6,6	8,2	7,4	10,7	9,9	9,8	10,0	10,4	10,7
- métallurgique	14,1	15,1	14,1	15,1	21,4	24,3	22,4	22,6	28,2	28,1
subbitumineux	10,5	11,6	13,0	14,5	15,4	16,9	17,3	18,5	19,9	20,9
lignite	6,0	6,8	7,5	7,8	9,9	9,7	8,3	10,0	12,1	10,8
total	**36,7**	**40,1**	**42,8**	**44,8**	**57,4**	**60,7**	**57,8**	**61,2**	**70,6**	**70,5**
importations										
anthracite	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
bitumineux - thermique	9,1	9,2	11,0	8,2	11,5	8,3	6,9	8,5	10,5	8,4
- métallurgique	6,4	5,4	4,5	6,2	6,6	6,4	5,8	5,8	6,3	5,8
total	**15,9**	**14,8**	**15,8**	**14,7**	**18,4**	**14,9**	**13,1**	**14,7**	**17,2**	**14,7**
exportations										
bitumineux - thermique	1,1	1,9	3,0	2,5	4,1	4,9	4,5	4,3	4,1	4,2
- métallurgique	14,1	13,8	13,0	14,5	21,1	22,5	21,5	22,4	27,6	28,6
total	**15,3**	**15,7**	**16,0**	**17,0**	**25,1**	**27,4**	**25,9**	**26,7**	**31,7**	**32,7**

Nota : [a] Englobe la production de charbon bitumineux thermique et métallurgique.
[b] Toute la production de charbon subbitumineux et de lignite est utilisée à des fins thermiques.
Source: La statistique du charbon au Canada, Énergie, Mines and Ressources.

Tableau A9-4
Offre et demande de charbon - Canada

(mégatonnes)

Scénario de référence

		1990	1991	1992	1993	1995	2000	2005	2010
demande									
intérieure	thermique	41,5	40,9	40,9	41,6	45,3	51,6	60,9	68,6
	métallurgique	5,8	6,0	6,1	6,4	7,1	7,5	7,9	8,3
	total	**47,3**	**46,9**	**47,0**	**48,0**	**52,4**	**59,1**	**68,8**	**76,9**
exportations	thermique	4,3	4,4	4,5	4,7	5,0	5,7	6,7	7,7
	métallurgique	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
	total	**32,9**	**33,0**	**33,1**	**33,3**	**33,6**	**34,3**	**35,3**	**36,3**
importations	thermique	7,5	6,6	5,5	4,8	5,3	8,1	12,1	11,4
	métallurgique	5,8	6,0	6,1	6,4	7,1	7,5	7,9	8,3
	total	**13,3**	**12,6**	**11,6**	**11,2**	**12,4**	**15,6**	**20,0**	**19,7**
production	thermique	38,2	38,7	39,9	41,6	45,0	49,3	55,5	64,9
	métallurgique	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
	total	**66,8**	**67,3**	**68,5**	**70,2**	**73,6**	**77,9**	**84,1**	**93,5**

Annexe 10
Tableau A10-1
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1980

données historique

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	459	22	3	338	498	0	78	0	0	1397
commercial	301	15	1	257	203	1	0	0	0	779
pétrochimique	94	43	0	0	138	0	0	0	0	275
industriel	714	24	248	504	509	42	358	0	0	2400
transport	0	2	0	2	1958	0	0	0	0	1962
routier	0	2	0	2	1541	0	0	0	0	1545
ferroviaire	0	0	0	0	94	0	0	0	0	94
aérien	0	0	0	0	172	0	0	0	0	172
maritime	0	0	0	0	151	0	0	0	0	151
utilisation non énergétique	0	0	0	0	250	0	0	0	0	250
utilisation finale globale	1568	105	253	1101	3555	43	436	0	0	7061
pertes et usage propre [e]	134	15	0	115	268	0	0	0	0	532
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	25	0	164	-1216	30	0	25	845	126	0
production de propane des raffineries	0	-35	0	0	35	0	0	0	0	0
production de butanes des raffinaries	0	-24	0	0	24	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	38	0	0	-38	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	10	0	12	-43	0	0	21	0
production de LGN des usines de retraitement	99	-99	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	125	-120	174	-1216	64	-43	25	845	147	0
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	59	0	383	0	74	0	0	0	308	824
production de coke	0	0	13	0	0	0	0	0	0	13
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
total des pertes de conversions	59	0	396	0	74	0	0	0	308	838
demande intérieure d'énergie primaire	1886	0	823	0	3961	0	461	945	455	8431
demande pour exportations										
exportations d'énergie	863	222	450	109	742	0	0	0	0	2386
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	39	-109	11	0	0	59	0	0
LGN des usines de retraitement	56	-56	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	56	-56	39	-109	11	0	0	59	0	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	66	0	16	0	0	0	0	82
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	919	166	555	0	770	0	0	59	0	2469
demande primaire globale [h]	2805	166	1378	0	4731	0	461	904	455	10900
production primaire intérieure	2764	161	891	0	3444	0	461	904	455	9080
importations d'énergie primaire [h]	0	0	476	0	1344	0	0	0	0	1820
offre primaire globale [i]	2764	161	1367	0	4788	0	461	904	455	10900

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)	1989 données historique									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	583	21	2	503	285	0	97	0	0	1492
commercial	373	24	0	382	109	0	0	0	0	888
pétrochimique	172	151	0	0	120	0	0	0	0	443
industriel	943	28	234	662	327	24	411	0	0	2629
transport	2	26	0	3	1918	0	0	0	0	1950
routier	2	26	0	3	1528	0	0	0	0	1560
ferroviaire	0	0	0	0	91	0	0	0	0	91
aérien	0	0	0	0	192	0	0	0	0	192
maritime	0	0	0	0	107	0	0	0	0	107
utilisation non énergétique	0	0	0	0	224	0	0	0	0	224
utilisation finale globale	**2073**	**251**	**237**	**1550**	**2983**	**24**	**508**	**0**	**0**	**7625**
pertes et usage propre [e]	**193**	**6**	**4**	**158**	**231**	**0**	**0**	**0**	**0**	**592**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	54	0	325	-1677	61	0	13	937	287	0
production de propane des raffineries	0	-42	0	0	42	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-21	0	0	21	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
production de vapeur	2	0	1	0	2	-24	0	0	19	0
production de LGN des usines de retraitement	224	-224	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**281**	**-257**	**326**	**-1677**	**96**	**-24**	**13**	**937**	**306**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	83	0	566	0	111	0	12	0	584	1357
production de coke	0	0	9	0	0	0	0	0	0	9
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3
total des pertes de conversions	**83**	**0**	**575**	**0**	**112**	**0**	**12**	**0**	**586**	**1368**
demande intérieure d'énergie primaire	**2630**	**0**	**1141**	**31**	**3421**	**0**	**532**	**937**	**892**	**9585**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1432	179	905	57	1953	0	0	0	0	4526
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	9	-57	5	0	0	36	7	0
LGN des usines de retraitement	16	-16	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	16	-16	9	-57	5	0	0	36	7	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	41	0	15	0	0	0	21	78
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1448**	**163**	**956**	**0**	**1973**	**0**	**0**	**36**	**29**	**4604**
demande primaire globale [h]	**4078**	**163**	**2097**	**31**	**5394**	**0**	**532**	**973**	**921**	**14189**
production primaire intérieure	**4032**	**163**	**1673**	**0**	**3724**	**0**	**532**	**973**	**921**	**12018**
importations d'énergie primaire [h]	**46**	**0**	**424**	**31**	**1480**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1981**
offre primaire globale [i]	**4078**	**163**	**2097**	**31**	**5204**	**0**	**532**	**973**	**921**	**13990**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules) — **1990**

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro- électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	566	20	2	501	280	0	96	0	0	1466
commercial	367	23	0	381	107	0	0	0	0	878
pétrochimique	146	151	0	0	122	0	0	0	0	419
industriel	921	27	228	660	326	23	411	0	0	2597
transport	2	27	0	3	1885	0	0	0	0	1917
routier	2	27	0	3	1502	0	0	0	0	1534
ferroviaire	0	0	0	0	93	0	0	0	0	93
aérien	0	0	0	0	185	0	0	0	0	185
maritime	0	0	0	0	106	0	0	0	0	106
utilisation non énergétique	0	0	0	0	230	0	0	0	0	230
utilisation finale globale	**2002**	**249**	**230**	**1545**	**2949**	**23**	**508**	**0**	**0**	**7507**
pertes et usage propre [e]	**204**	**6**	**5**	**131**	**227**	**0**	**0**	**0**	**0**	**574**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	37	0	256	-1621	51	0	9	1027	240	0
production de propane des raffineries	0	-42	0	0	42	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-21	0	0	21	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-23	0	0	21	0
production de LGN des usines de retraitement	222	-222	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**261**	**-255**	**257**	**-1621**	**86**	**-23**	**9**	**1027**	**261**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	49	0	536	0	93	0	17	0	565	1259
production de coke	0	0	8	0	0	0	0	0	0	8
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6
total des pertes de conversions	**49**	**0**	**545**	**0**	**93**	**0**	**17**	**0**	**570**	**1273**
demande intérieure d'énergie primaire	**2517**	**0**	**1037**	**56**	**3354**	**0**	**533**	**1027**	**831**	**9355**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1515	181	908	59	1935	0	0	0	0	4599
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	3	0	17	-59	3	0	0	28	9	0
LGN des usines de retraitement	16	-16	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	19	-16	17	-59	3	0	0	28	9	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	12	0	27	0	7	0	0	0	19	66
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1545**	**165**	**952**	**0**	**1946**	**0**	**0**	**28**	**28**	**4664**
demande primaire globale [h]	**4062**	**165**	**1988**	**56**	**5301**	**0**	**533**	**1055**	**859**	**14019**
production primaire intérieure	**4034**	**165**	**1604**	**0**	**3736**	**0**	**533**	**1055**	**859**	**11986**
importations d'énergie primaire [h]	**28**	**0**	**385**	**56**	**1436**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1905**
offre primaire globale [i]	**4062**	**165**	**1988**	**56**	**5172**	**0**	**533**	**1055**	**859**	**13890**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)	1991									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	599	21	2	516	285	0	99	0	0	1521
commercial	385	24	0	396	109	0	0	0	0	914
pétrochimique	158	152	0	0	124	0	0	0	0	435
industriel	950	27	235	674	318	23	408	0	0	2635
transport	3	28	0	3	1872	0	0	0	0	1906
routier	3	28	0	3	1484	0	0	0	0	1518
ferroviaire	0	0	0	0	92	0	0	0	0	92
aérien	0	0	0	0	186	0	0	0	0	186
maritime	0	0	0	0	109	0	0	0	0	109
utilisation non énergétique	0	0	0	0	234	0	0	0	0	234
utilisation finale globale	**2094**	**252**	**237**	**1589**	**2940**	**24**	**507**	**0**	**0**	**7644**
pertes et usage propre [e]	**215**	**7**	**5**	**130**	**224**	**0**	**0**	**0**	**0**	**580**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	27	0	243	-1683	39	0	11	1048	315	0
production de propane des raffineries	0	-43	0	0	43	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-22	0	0	22	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-24	0	0	21	0
production de LGN des usines de retraitement	225	-225	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**253**	**-259**	**243**	**-1683**	**74**	**-24**	**11**	**1048**	**336**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	23	0	515	0	68	0	20	0	752	1379
production de coke	0	0	9	0	0	0	0	0	0	9
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6
total des pertes de conversions	**24**	**0**	**524**	**0**	**68**	**0**	**20**	**0**	**757**	**1393**
demande intérieure d'énergie primaire	**2586**	**0**	**1009**	**36**	**3306**	**0**	**538**	**1048**	**1093**	**9617**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1693	191	911	60	1872	0	0	0	0	4727
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	16	-60	4	0	0	33	7	0
LGN des usines de retraitement	26	-26	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	26	-26	16	-60	4	0	0	33	7	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	28	0	6	0	0	0	16	49
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1719**	**165**	**955**	**0**	**1881**	**0**	**0**	**33**	**23**	**4776**
demande primaire globale [h]	**4306**	**165**	**1964**	**36**	**5187**	**0**	**538**	**1082**	**1117**	**14394**
production primaire intérieure	**4281**	**165**	**1599**	**0**	**3647**	**0**	**538**	**1082**	**1117**	**12427**
importations d'énergie primaire [h]	**25**	**0**	**365**	**36**	**1517**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1943**
offre primaire globale [i]	**4306**	**165**	**1964**	**36**	**5164**	**0**	**538**	**1082**	**1117**	**14370**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules) — **1992**

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	602	21	2	523	279	0	99	0	0	1525
commercial	388	24	0	402	109	0	0	0	0	923
pétrochimique	175	173	0	0	126	0	0	0	0	474
industriel	969	28	241	690	325	24	410	0	0	2687
transport	4	28	0	4	1889	0	0	0	0	1925
routier	4	28	0	4	1486	0	0	0	0	1522
ferroviaire	0	0	0	0	95	0	0	0	0	95
aérien	0	0	0	0	193	0	0	0	0	193
maritime	0	0	0	0	115	0	0	0	0	115
utilisation non énergétique	0	0	0	0	237	0	0	0	0	237
utilisation finale globale	**2138**	**274**	**243**	**1619**	**2965**	**24**	**509**	**0**	**0**	**7771**
pertes et usage propre [e]	**226**	**7**	**5**	**137**	**225**	**0**	**0**	**0**	**0**	**600**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	29	0	233	-1737	37	0	11	1072	355	0
production de propane des raffineries	0	-43	0	0	43	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-22	0	0	22	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-24	0	0	21	0
production de LGN des usines de retraitement	246	-246	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**276**	**-280**	**233**	**-1737**	**73**	**-24**	**11**	**1072**	**377**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	24	0	481	0	63	0	22	0	828	1418
production de coke	0	0	9	0	0	0	0	0	0	9
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6
total des pertes de conversions	**24**	**0**	**490**	**0**	**63**	**0**	**22**	**0**	**833**	**1432**
demande intérieure d'énergie primaire	**2665**	**0**	**971**	**19**	**3326**	**0**	**542**	**1072**	**1210**	**9804**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1941	252	914	108	1886	0	0	0	0	5101
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	27	-108	4	0	0	67	9	0
LGN des usines de retraitement	30	-30	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	30	-30	27	-108	4	0	0	67	9	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	53	0	7	0	0	0	20	80
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1971**	**222**	**994**	**0**	**1898**	**0**	**0**	**67**	**29**	**5181**
demande primaire globale [h]	**4635**	**222**	**1965**	**19**	**5224**	**0**	**542**	**1139**	**1238**	**14985**
production primaire intérieure	**4614**	**222**	**1627**	**0**	**3581**	**0**	**542**	**1139**	**1238**	**12963**
importations d'énergie primaire [h]	**21**	**0**	**339**	**19**	**1608**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1987**
offre primaire globale [i]	**4635**	**222**	**1966**	**19**	**5189**	**0**	**542**	**1139**	**1238**	**14950**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)	1993									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	605	21	2	530	272	0	99	0	0	1530
commercial	390	24	0	406	108	0	0	0	0	928
pétrochimique	178	174	0	0	128	0	0	0	0	479
industriel	1008	29	252	716	337	25	413	0	0	2779
transport	5	29	0	4	1904	0	0	0	0	1941
routier	5	29	0	4	1491	0	0	0	0	1528
ferroviaire	0	0	0	0	97	0	0	0	0	97
aérien	0	0	0	0	197	0	0	0	0	197
maritime	0	0	0	0	119	0	0	0	0	119
utilisation non énergétique	0	0	0	0	243	0	0	0	0	243
utilisation finale globale	**2185**	**276**	**254**	**1655**	**2992**	**25**	**512**	**0**	**0**	**7900**
pertes et usage propre [e]	**230**	**7**	**5**	**141**	**228**	**0**	**0**	**0**	**0**	**611**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	31	0	229	-1796	39	0	13	1086	398	0
production de propane des raffineries	0	-43	0	0	43	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-22	0	0	22	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-25	0	0	22	0
production de LGN des usines de retraitement	249	-249	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**282**	**-283**	**229**	**-1796**	**75**	**-25**	**13**	**1086**	**420**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	25	0	470	0	65	0	24	0	907	1493
production de coke	0	0	9	0	0	0	0	0	0	9
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
total des pertes de conversions	**26**	**0**	**480**	**0**	**66**	**0**	**24**	**0**	**913**	**1508**
demande intérieure d'énergie primaire	**2723**	**0**	**968**	**0**	**3360**	**0**	**550**	**1086**	**1333**	**10020**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1953	295	919	138	1801	0	0	0	0	5106
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	38	-138	4	0	0	87	9	0
LGN des usines de retraitement	31	-31	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	31	-31	38	-138	4	0	0	87	9	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	68	0	7	0	0	0	19	95
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1984**	**264**	**1025**	**0**	**1813**	**0**	**0**	**87**	**28**	**5201**
demande primaire globale [h]	**4707**	**264**	**1993**	**0**	**5174**	**0**	**550**	**1173**	**1361**	**15221**
production primaire intérieure	**4670**	**264**	**1664**	**0**	**3524**	**0**	**550**	**1173**	**1361**	**13205**
importations d'énergie primaire [h]	**36**	**0**	**329**	**0**	**1627**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1991**
offre primaire globale [i]	**4706**	**264**	**1993**	**0**	**5151**	**0**	**550**	**1173**	**1361**	**15197**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules) — **1994**

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro- électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	609	21	2	536	266	0	99	0	0	1534
commercial	394	24	0	411	108	0	0	0	0	936
pétrochimique	180	175	0	0	130	0	0	0	0	485
industriel	1038	29	266	743	352	26	418	0	0	2872
transport	5	29	0	4	1918	0	0	0	0	1957
routier	5	29	0	4	1497	0	0	0	0	1536
ferroviaire	0	0	0	0	98	0	0	0	0	98
aérien	0	0	0	0	200	0	0	0	0	200
maritime	0	0	0	0	122	0	0	0	0	122
utilisation non énergétique	0	0	0	0	249	0	0	0	0	249
utilisation finale globale	**2227**	**279**	**268**	**1694**	**3023**	**26**	**517**	**0**	**0**	**8033**
pertes et usage propre [e]	**235**	**7**	**5**	**143**	**230**	**0**	**0**	**0**	**0**	**620**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	34	0	244	-1837	40	0	14	1098	406	0
production de propane des raffineries	0	-44	0	0	44	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-22	0	0	22	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-26	0	0	23	0
production de LGN des usines de retraitement	251	-251	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**287**	**-286**	**244**	**-1837**	**77**	**-26**	**14**	**1098**	**429**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	27	0	482	0	65	0	26	0	903	1503
production de coke	0	0	10	0	0	0	0	0	0	10
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
total des pertes de conversions	**28**	**0**	**492**	**0**	**65**	**0**	**26**	**0**	**908**	**1520**
demande intérieure d'énergie primaire	**2775**	**0**	**1009**	**0**	**3395**	**0**	**557**	**1098**	**1338**	**10172**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	2007	340	922	163	1727	0	0	0	0	5159
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	39	-163	4	0	0	112	7	0
LGN des usines de retraitement	34	-34	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	34	-34	39	-163	4	0	0	112	7	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	75	0	8	0	0	0	17	99
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**2041**	**306**	**1036**	**0**	**1739**	**0**	**0**	**112**	**24**	**5258**
demande primaire globale [h]	**4817**	**306**	**2045**	**0**	**5135**	**0**	**557**	**1210**	**1362**	**15431**
production primaire intérieure	**4766**	**306**	**1702**	**0**	**3472**	**0**	**557**	**1210**	**1362**	**13374**
importations d'énergie primaire [h]	**51**	**0**	**343**	**0**	**1641**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2035**
offre primaire globale [i]	**4817**	**306**	**2045**	**0**	**5113**	**0**	**557**	**1210**	**1362**	**15409**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules) — **1995**

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	613	21	2	541	260	0	100	0	0	1537
commercial	398	24	0	417	107	0	0	0	0	946
pétrochimique	183	211	0	0	133	0	0	0	0	526
industriel	1067	30	275	767	363	26	421	0	0	2950
transport	6	30	0	4	1932	0	0	0	0	1973
routier	6	30	0	4	1505	0	0	0	0	1546
ferroviaire	0	0	0	0	100	0	0	0	0	100
aérien	0	0	0	0	203	0	0	0	0	203
maritime	0	0	0	0	125	0	0	0	0	125
utilisation non énergétique	0	0	0	0	254	0	0	0	0	254
utilisation finale globale	**2267**	**317**	**277**	**1729**	**3050**	**26**	**521**	**0**	**0**	**8187**
pertes et usage propre [e]	**239**	**7**	**5**	**146**	**231**	**0**	**0**	**0**	**0**	**628**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	38	0	268	-1875	33	0	15	1107	415	0
production de propane des raffineries	0	-44	0	0	44	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-22	0	0	22	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-26	0	0	24	0
production de LGN des usines de retraitement	289	-289	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**328**	**-324**	**268**	**-1875**	**69**	**-26**	**15**	**1107**	**439**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	29	0	514	0	51	0	27	0	894	1516
production de coke	0	0	10	0	0	0	0	0	0	10
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7
total des pertes de conversions	**30**	**0**	**524**	**0**	**51**	**0**	**27**	**0**	**900**	**1533**
demande intérieure d'énergie primaire	**2864**	**0**	**1074**	**0**	**3401**	**0**	**563**	**1107**	**1339**	**10348**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	2061	311	927	179	1655	0	0	0	0	5133
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	42	-179	5	0	0	125	7	0
LGN des usines de retraitement	2	-2	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	2	-2	42	-179	5	0	0	125	7	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	79	0	9	0	0	0	16	104
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**2064**	**309**	**1048**	**0**	**1669**	**0**	**0**	**125**	**23**	**5237**
demande primaire globale [h]	**4927**	**309**	**2122**	**0**	**5070**	**0**	**563**	**1231**	**1362**	**15585**
production primaire intérieure	**4861**	**309**	**1758**	**0**	**3419**	**0**	**563**	**1231**	**1362**	**13504**
importations d'énergie primaire [h]	**66**	**0**	**364**	**0**	**1631**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2061**
offre primaire globale [i]	**4927**	**309**	**2122**	**0**	**5050**	**0**	**563**	**1231**	**1362**	**15565**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

(pétajoules) — 2000

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	634	22	1	571	236	0	100	0	0	1565
commercial	417	24	0	446	107	0	0	0	0	994
pétrochimique	196	235	0	0	145	0	0	0	0	576
industriel	1156	31	291	847	429	28	422	0	0	3204
transport	10	33	0	6	2001	0	0	0	0	2050
routier	10	33	0	6	1548	0	0	0	0	1597
ferroviaire	0	0	0	0	105	0	0	0	0	105
aérien	0	0	0	0	217	0	0	0	0	217
maritime	0	0	0	0	131	0	0	0	0	131
utilisation non énergétique	0	0	0	0	280	0	0	0	0	280
utilisation finale globale	**2413**	**346**	**292**	**1869**	**3197**	**28**	**523**	**0**	**0**	**8668**
pertes et usage propre [e]	**252**	**8**	**6**	**143**	**241**	**0**	**0**	**0**	**0**	**649**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	46	0	330	-2000	32	0	17	1176	399	0
production de propane des raffineries	0	-45	0	0	45	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-23	0	0	23	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	32	0	0	-32	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-28	0	0	25	0
production de LGN des usines de retraitement	317	-317	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**364**	**-353**	**330**	**-2000**	**69**	**-28**	**17**	**1176**	**423**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	37	0	611	0	45	0	29	0	851	1573
production de coke	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7
total des pertes de conversions	**37**	**0**	**622**	**0**	**46**	**0**	**29**	**0**	**857**	**1591**
demande intérieure d'énergie primaire	**3067**	**0**	**1250**	**13**	**3553**	**0**	**568**	**1176**	**1281**	**10908**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	2220	307	947	163	2190	0	0	0	0	5827
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	36	-163	4	0	0	118	5	0
LGN des usines de retraitement	-10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	-10	10	36	-163	4	0	0	118	5	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	82	0	8	0	0	0	13	103
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**2210**	**317**	**1065**	**0**	**2202**	**0**	**0**	**118**	**18**	**5930**
demande primaire globale [h]	**5277**	**317**	**2315**	**13**	**5755**	**0**	**568**	**1294**	**1299**	**16838**
production primaire intérieure	**5125**	**317**	**1862**	**0**	**3634**	**0**	**568**	**1294**	**1299**	**14099**
importations d'énergie primaire [h]	**152**	**0**	**453**	**13**	**2078**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2696**
offre primaire globale [i]	**5277**	**317**	**2315**	**13**	**5712**	**0**	**568**	**1294**	**1299**	**16795**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules) — **2005**

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	647	23	1	609	219	0	102	0	0	1600
commercial	437	25	0	477	105	0	0	0	0	1044
pétrochimique	211	242	0	0	158	0	0	0	0	611
industriel	1163	33	395	929	542	29	427	0	0	3519
transport	14	36	0	7	2056	0	0	0	0	2114
routier	14	36	0	7	1590	0	0	0	0	1647
ferroviaire	0	0	0	0	106	0	0	0	0	106
aérien	0	0	0	0	228	0	0	0	0	228
maritime	0	0	0	0	133	0	0	0	0	133
utilisation non énergétique	0	0	0	0	310	0	0	0	0	310
utilisation finale globale	**2473**	**358**	**396**	**2022**	**3391**	**29**	**528**	**0**	**0**	**9198**
pertes et usage propre [e]	**263**	**8**	**6**	**144**	**257**	**0**	**0**	**0**	**0**	**678**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	56	0	386	-2149	38	0	17	1268	385	0
production de propane des raffineries	0	-46	0	0	46	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-23	0	0	23	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	33	0	0	-33	0	0	0	0	0
production de vapeur	2	0	0	0	2	-29	0	0	26	0
production de LGN des usines de retraitement	326	-326	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**383**	**-362**	**386**	**-2149**	**75**	**-29**	**17**	**1268**	**412**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	53	0	693	0	57	0	29	0	821	1653
production de coke	0	0	12	0	0	0	0	0	0	12
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
total des pertes de conversions	**54**	**0**	**704**	**0**	**57**	**0**	**29**	**0**	**827**	**1672**
demande intérieure d'énergie primaire	**3172**	**5**	**1492**	**18**	**3781**	**0**	**574**	**1268**	**1239**	**11548**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	2503	343	974	176	2424	0	0	0	0	6420
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	31	-176	3	0	0	136	6	0
LGN des usines de retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	0	0	31	-176	3	0	0	136	6	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	77	0	5	0	0	0	12	94
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**2503**	**343**	**1082**	**0**	**2433**	**0**	**0**	**136**	**18**	**6514**
demande primaire globale [h]	**5676**	**348**	**2573**	**18**	**6214**	**0**	**574**	**1403**	**1257**	**18062**
production primaire intérieure	**5434**	**348**	**1998**	**0**	**3949**	**0**	**574**	**1403**	**1257**	**14963**
importations d'énergie primaire [h]	**241**	**0**	**575**	**18**	**2213**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3047**
offre primaire globale [i]	**5675**	**348**	**2573**	**18**	**6162**	**0**	**574**	**1403**	**1257**	**18010**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

(pétajoules) — 2010

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	664	24	1	647	206	0	103	0	0	1645
commercial	457	25	0	510	104	0	0	0	0	1095
pétrochimique	227	250	0	0	173	0	0	0	0	650
industriel	1117	35	496	1023	724	32	435	0	0	3861
transport	18	39	0	9	2118	0	0	0	0	2184
routier	18	39	0	9	1628	0	0	0	0	1694
ferroviaire	0	0	0	0	108	0	0	0	0	109
aérien	0	0	0	0	244	0	0	0	0	244
maritime	0	0	0	0	137	0	0	0	0	137
utilisation non énergétique	0	0	0	0	344	0	0	0	0	344
utilisation finale globale	**2483**	**373**	**496**	**2189**	**3668**	**32**	**538**	**0**	**0**	**9779**
pertes et usage propre [e]	**258**	**9**	**6**	**143**	**281**	**0**	**0**	**0**	**0**	**697**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	61	0	403	-2315	50	0	17	1354	431	0
production de propane des raffineries	0	-48	0	0	48	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-24	0	0	24	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	34	0	0	-34	0	0	0	0	0
production de vapeur	2	0	0	0	2	-32	0	0	28	0
production de LGN des usines de retraitement	325	-325	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**388**	**-363**	**403**	**-2315**	**90**	**-32**	**17**	**1354**	**460**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur										
production d'électricité	59	0	749	0	80	0	30	0	922	1840
production de coke	0	0	12	0	0	0	0	0	0	12
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	7	8
total des pertes de conversions	**59**	**0**	**761**	**0**	**81**	**0**	**30**	**0**	**929**	**1860**
demande intérieure d'énergie primaire	**3189**	**18**	**1665**	**17**	**4120**	**0**	**585**	**1354**	**1388**	**12336**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	2492	330	1002	168	2708	0	0	0	0	6700
conversions - exportations [f]										
production d'électricité	0	0	36	-168	2	0	0	125	6	0
LGN des usines de retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	0	0	36	-168	2	0	0	125	6	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	64	0	2	0	0	0	12	79
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**2492**	**330**	**1103**	**0**	**2712**	**0**	**0**	**125**	**18**	**6780**
demande primaire globale [h]	**5681**	**348**	**2768**	**17**	**6832**	**0**	**585**	**1479**	**1406**	**19115**
production primaire intérieure	**5416**	**348**	**2199**	**0**	**4320**	**0**	**585**	**1479**	**1406**	**15753**
importations d'énergie primaire [h]	**264**	**0**	**569**	**17**	**2421**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3270**
offre primaire globale [i]	**5680**	**348**	**2768**	**17**	**6741**	**0**	**585**	**1479**	**1406**	**19024**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Annexe 11
Tableau A11-1
Facteurs d'émission de CO2

	carbone	contenu calorifique	carbone tonnes/TJ	CO2 tonnes/TJ
gaz naturel	512,46 g/m3	37,88 MJ/m3	13,53	49,61
essence pour moteur	642,60 g/l	34,66 GJ/m3	18,54	67,98
kérosène	695,20 g/l	37,68 GJ/m3	18,45	67,65
essence d'aviation	634,20 g/l	33,52 GJ/m3	18,92	69,37
propane (GPL)	416,65 g/l	25,53 GJ/m3	16,32	59,84
carburant diesel	745,75 g/l	38,68 GJ/m3	19,28	70,69
mazout léger	771,28 g/l	38,68 GJ/m3	19,94	73,11
mazout lourd		41,73 GJ/m3	20,18	74,00
carburéacteur	694,17 g/l	35,93 GJ/m3	19,32	70,84
coke de pétrole	898,92 g/kg	32,96 GJ/tonne	27,27	100,00
autres produits pétroliers				67,50
bois	400,00 g/kg	19,80 GJ/tonne	20,20	74,08
déchets de bois	400,00 g/kg	18,00 GJ/tonne	22,22	81,48
liqueur de pâte	410,00 g/kg	14,00 GJ/tonne	29,29	107,38
charbon				
bitumineux importé	702,97 g/kg	29,00 GJ/tonne	24,24	88,88
bitumineux canadien	692,95 g/kg	27,50 GJ/tonne	25,11	92,06
subbitumineux	507,63 g/kg	18,80 GJ/tonne	27,00	99,10
lignite	425,66 g/kg	14,40 GJ/tonne	29,56	108,39
anthracite	702,97 g/kg	27,70 GJ/tonne	25,38	93,05
facteurs d'émission estimés				
déchets municipaux	250,00 g/kg	14,00 GJ/tonne	17,86	65,48
coke et gaz de cokéfaction		28,83 GJ/tonne		86,04
		18,61 GJ/m3		

Nota: Les facteurs sont calculés par l'ONE en consultation avec Énergie, Mines et Ressources et Environnement Canada.

Tableau A11-2
Facteurs d'émission de NOX

tonnes / PJ

	résidentiel	commercial	industriel	transport
énergies renouvelables (excluant le bois)	113,00	113,00		
gaz naturel	42,30	42,30	59,20	
propane - transport	42,70	42,70	59,90	
GPL	42,70	42,70	59,90	
essence pour moteur				(1)
kérosène	61,00	63,70	63,70	
essence d'aviation		223,00		223,00
carburéacteur		208,00		208,00
mazout léger	59,50	62,00	62,00	
diesel	1030,00	1290,00	1080,00	(1)
ferroviaire				1440,00
maritime				235,00
mazout lourd	158,00	158,00	158,00	200,00
coke de pétrole			241,00	
produits pétroliers - utilisations non-energétiques			0,00	
produits pétroliers - usage propre			118,00	
bois et déchets de bois	41,00		113,00	
liquer de pâte (industrie)			113,00	
charbon	250,00	250,00	250,00	
coke et gaz de cokéfaction			237,00	

Nota: Les facteurs sont calculés par l' ONE en consultation avec Énergie, Mines et Ressources et Environnement Canada.

(1) Les facteurs d'émission détaillés pour le transport (essence pour moteur et diesel) se trouvent à la page suivante.

Tableau A11-2 (suite)
Facteurs d'émission de NOX - transport

grammes par mille

	Atlantique	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique et Territoires
camions utilitaires légers - essence pour moteur							
1989	2,64	2,63	2,62	2,74	2,76	2,71	2,55
1990	2,41	2,40	2,39	2,51	2,53	2,48	2,33
1995	1,79	1,78	1,77	1,88	1,89	1,84	1,72
2000	1,49	1,48	1,48	1,57	1,58	1,53	1,43
2005	1,40	1,39	1,39	1,47	1,48	1,44	1,34
2010	1,40	1,39	1,39	1,47	1,48	1,44	1,34
camions moyens / lourds - essence pour moteur							
1989	7,01	6,98	6,94	7,11	7,14	7,10	6,84
1990	6,91	6,88	6,84	7,00	7,03	7,00	6,74
1995	5,79	5,76	5,72	5,85	5,88	5,88	5,64
2000	5,48	5,46	5,42	5,54	5,58	5,29	5,34
2005	5,41	5,38	5,34	5,46	5,50	5,50	5,26
2010	5,41	5,38	5,34	5,46	5,50	5,50	5,26
voitures - essence pour moteur							
1989	2,13	2,12	2,26	2,63	2,71	2,57	2,53
1990	1,88	1,88	2,03	2,41	2,50	2,35	2,33
1995	1,15	1,14	1,26	1,55	1,62	1,51	1,52
2000	0,96	0,95	1,01	1,17	1,20	1,14	1,12
2005	0,94	0,93	0,96	1,07	1,09	1,04	1,01
2010	0,94	0,93	0,96	1,07	1,09	1,04	1,01
camions utilitaires légers - diesel							
1989	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
1990	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
1995	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
2000	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
2005	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
2010	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
camions moyens / lourds - diesel							
1989	19,05	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97
1990	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13
1995	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74
2000	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48
2005	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
2010	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
voitures - diesel							
1989	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
1990	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
1995	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
2000	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
2005	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
2010	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18

Nota: Les facteurs sont calculés par l' ONE en consultation avec Evironnement Canada, utilisant les prévisions de l'ONE des parcs de voitures et camions, et leur compositions (par l'âge).

Tableau A11-3
Facteurs d'émission de composés organiques volatiles (COV)

tonnes / PJ

	résidentiel	commercial	industriel	transport
énergies renouvelables (excluant le bois)	56,70	56,70		
gaz naturel	2,22	2,22	1,16	
propane - transport	2,22	2,22	1,11	
GPL	2,22	2,22	1,11	
essence pour moteur				(1)
kérosène	2,26	1,06	0,64	
essence d'aviation				67,70
carburéacteur				63,20
mazout léger	2,20	1,04	0,62	
diesel	179,00	100,00	88,20	(1)
ferroviaire				69,80
maritime				392,00
mazout lourd	3,35	3,35	2,88	363,00
coke de pétrole			1,51	
produits pétroliers - utilisations non-energétiques			0,00	
produits pétroliers - usage propre			1,24	
bois et déchets de bois	1169,00		56,70	
liquer de pâte (industrie)			56,70	
charbon	180,00	180,00	1,45	
coke et gaz de cokéfaction			1,38	

Nota: Les facteurs sont calculés par l' ONE en consultation avec Énergie, Mines et Ressources et Environnement Canada.

(1) Les facteurs d'émission détaillés pour le transport (essence pour moteur et diesel) se trouvent à la page suivante.

Tableau A11-3 (suite)
Facteurs d'émission de composés organiques volatiles (COV)

grammes par mille

	Atlantique	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique et Territoires
camions utilitaires légers - essence pour moteur							
1989	3,60	3,65	3,79	4,20	4,26	3,77	3,87
1990	3,28	3,30	3,46	3,85	3,91	3,41	3,52
1995	2,37	2,37	2,51	2,80	2,85	2,45	2,54
2000	1,91	1,91	2,03	2,26	2,30	1,96	2,04
2005	1,80	1,79	1,92	2,12	2,15	1,84	1,92
2010	1,80	1,79	1,92	2,12	2,15	1,84	1,92
camions moyens / lourds - essence pour moteur							
1989	5,28	5,45	5,82	5,81	5,84	5,35	6,90
1990	4,60	4,66	5,09	5,09	5,12	4,58	5,99
1995	3,54	3,56	3,92	3,95	3,97	3,50	4,55
2000	3,26	3,29	3,60	3,65	3,67	3,22	4,15
2005	3,15	3,15	3,48	3,53	3,55	3,11	3,98
2010	3,15	3,15	3,48	3,53	3,55	3,11	3,98
voitures - essence pour moteur							
1989	2,52	2,59	2,96	3,73	3,87	3,18	3,43
1990	2,34	2,36	2,78	3,52	3,66	2,95	3,24
1995	1,62	1,61	1,99	2,53	2,65	2,08	2,42
2000	1,39	1,37	1,66	1,95	2,01	1,60	1,97
2005	1,35	1,33	1,59	1,78	1,83	1,47	1,84
2010	1,35	1,33	1,59	1,78	1,83	1,47	1,84
camions utilitaires légers - diesel							
1989	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
1990	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
1995	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
2000	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
2005	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
2010	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
camions moyens / lourds - diesel							
1989	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
1990	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
1995	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
2000	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
2005	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
2010	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
voitures - diesel							
1989	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
1990	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
1995	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
2000	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
2005	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
2010	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29

Nota: Les facteurs sont calculés par l' ONE en consultation avec Evironnement Canada, utilisant les prévisions de l'ONE des parcs de voitures et camions, et leur compositions (par l'âge).

Tableau A11-4
Émissions de gaz carbonique (CO2)

(kilotonnes)	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel										
pétrole	20550	20222	20551	20102	19654	19204	18757	16984	15764	14839
gaz naturel	28942	28091	29702	29851	30016	30208	30416	31472	32100	32922
GPL	1276	1219	1264	1268	1274	1279	1284	1317	1357	1407
bois	6996	6975	7188	7194	7203	7210	7217	7286	7375	7489
autres	211	179	177	171	165	159	153	123	102	81
total	**57975**	**56685**	**58880**	**58586**	**58312**	**58061**	**57828**	**57182**	**56699**	**56738**
commercial										
pétrole	7849	7721	7839	7843	7807	7779	7760	7696	7599	7478
gaz naturel	18482	18209	19074	19256	19362	19528	19735	20676	21681	22676
GPL	1429	1373	1422	1428	1428	1431	1436	1455	1473	1487
autres	129	127	136	143	149	155	162	197	245	296
total	**27889**	**27431**	**28471**	**28670**	**28745**	**28893**	**29092**	**30025**	**30998**	**31937**
industriel										
pétrole	24860	24757	24185	24785	25707	26880	27715	32763	41332	54922
gaz naturel	46771	45691	47110	48053	49984	51508	52932	57333	57710	55421
GPL	1692	1637	1645	1664	1714	1763	1801	1873	1982	2120
charbon, coke et gaz de cokéfaction	20456	19935	20514	21054	22022	23197	24014	25382	34866	43965
résidus de bois et liqueur de pâte	40750	40759	40377	40530	40834	41237	41574	41503	41725	42298
autres	0	0	0	0	0	0	36	325	463	584
total	**134529**	**132780**	**133831**	**136087**	**140260**	**144585**	**148072**	**159179**	**178079**	**199311**
transport										
pétrole	132557	130282	129401	130660	131679	132685	133716	138503	142355	146669
gaz naturel	113	109	148	187	226	265	305	501	697	893
GPL	1581	1618	1654	1691	1727	1764	1800	1983	2166	2349
total	**134251**	**132008**	**131203**	**132538**	**133633**	**134714**	**135821**	**140987**	**145217**	**149911**
usage propre et conversions (excluant la production d'électricité)										
pétrole	16778	16435	16225	16345	16530	16708	16751	17505	18682	20411
gaz naturel	9703	10216	10732	11297	11487	11720	11949	12570	13122	12908
GPL	385	383	392	400	407	415	421	449	481	517
charbon	16046	15736	16269	16710	17525	18547	19232	20303	21388	22560
total	**42913**	**42770**	**43618**	**44752**	**45949**	**47389**	**48354**	**50827**	**53673**	**56396**
production d'électricité et de vapeur										
pétrole	12796	11487	8561	7990	8345	8296	6652	6298	7399	9712
gaz naturel	6810	4995	2505	2614	2808	3061	3328	4112	5417	5948
charbon	80976	73091	71738	71738	72212	75394	81296	93554	103694	109449
résidus de bois et liqueur de pâte	2433	2503	3072	3301	3727	3953	4210	4535	4585	4645
autres	601	0	0	0	0	0	0	0	0	0
total	**103616**	**92076**	**85876**	**85643**	**87092**	**90704**	**95486**	**108499**	**121095**	**129754**
émissions de CO2 de la demande d'énergie primaire										
pétrole	215390	210904	206762	207725	209722	211552	211351	219749	233131	254031
gaz naturel	110821	107311	109270	111258	113882	116290	118665	126665	130727	130768
GPL	6364	6231	6377	6452	6551	6651	6743	7077	7460	7880
charbon, coke et gaz de cokéfaction	117478	108762	108521	109502	111759	117138	124542	139239	159948	175974
renouvelables	50179	50237	50636	51025	51765	52400	53002	53324	53686	54432
autres	941	306	313	314	314	314	351	645	810	961
total	**501173**	**483751**	**481879**	**486276**	**493993**	**504345**	**514654**	**546699**	**585762**	**624046**
émissions resultant de la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique	**32000**	**33800**	**35700**	**37300**	**38500**	**40300**	**41300**	**42900**	**53400**	**50700**
émissions de CO2 - total	**533173**	**517550**	**517579**	**523576**	**532491**	**544646**	**555953**	**589599**	**639161**	**674747**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.
La définition de la catégorie "autres" varie légèrement d'un secteur à l'autre.

Tableau A11-5
Émissions d'oxydes d'azote (NOX)

kilotonnes

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
résidentiel	113	112	114	114	114	114	114	114	114	116
commercial	61	60	62	62	63	63	64	67	69	72
industriel	308	303	306	311	321	331	339	366	421	479
transport	937	893	850	818	781	741	698	650	658	692
usage propre et conversions (excluant la production d'électricité)	84	83	85	87	89	93	95	100	106	111
production d'électricité	262	232	217	217	219	223	229	266	290	307
émissions de CO2 de la demande d'énergie primaire	**1765**	**1683**	**1634**	**1609**	**1587**	**1565**	**1539**	**1563**	**1658**	**1777**
émissions resultant de la production de gaz naturel et de pétrole brut synthétique	203	212	218	224	226	235	242	251	272	273
émissions de NOX - total	**1968**	**1895**	**1852**	**1833**	**1813**	**1800**	**1781**	**1814**	**1930**	**2050**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.

Tableau A11-6
Émissions des composés organiques volatiles (COV)

kilotonnes

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2001	2010
résidentiel	125	124	128	128	128	128	128	130	131	133
commercial	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
industriel	34	34	34	34	35	35	36	37	38	40
transport	676	630	604	585	563	540	515	471	479	509
usage propre et conversions	5	4	4	4	4	5	5	5	6	6
émissions de COV - total	**844**	**796**	**774**	**756**	**735**	**712**	**688**	**647**	**659**	**693**

Nota: 1989 est la dernière année de données historiques.